

Brüssel und Berlin, 4. September 2026

BDEW Bundesverband  
der Energie- und  
Wasserwirtschaft e.V.  
Reinhardtstraße 32  
10117 Berlin  
[www.bdeu.de](http://www.bdeu.de)

## Stellungnahme

# Novelle der Strombinnenmarktverordnung für „zukunftssichere Stromrechnungen“

Vorschlag der Europäischen Kommission vom 17. Juli 2026,  
COM(2026) 600 final

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

**Inhalt**

|          |                                                                 |           |
|----------|-----------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1</b> | <b>Allgemeine Hinweise .....</b>                                | <b>5</b>  |
| <b>2</b> | <b>Smart-Meter-Rollout .....</b>                                | <b>6</b>  |
| <b>3</b> | <b>Netzentgelte.....</b>                                        | <b>10</b> |
| <b>4</b> | <b>Benchmarks und Datenpflichten .....</b>                      | <b>17</b> |
| <b>5</b> | <b>Delegierte Rechtsakte und Durchführungsverordnungen.....</b> | <b>20</b> |
| <b>6</b> | <b>Energiebesteuerung.....</b>                                  | <b>21</b> |
| <b>7</b> | <b>Netzanschlüsse bei knappen Netzkapazitäten .....</b>         | <b>22</b> |

## Zentrale BDEW-Forderungen:

- › **Vorgaben zu Netzentgelten, Smart Metern und Leistungsindikatoren sollten in der Verantwortung der national zuständigen Stellen verbleiben**, da diese die Netzstrukturen und Marktbedingungen vor Ort am besten beurteilen können.
- › **Von EU-weit verbindlichen, pauschalen Rolloutquoten für Smart Meter für alle Endkunden ist dringend abzusehen**. Der Rahmen ist bereits über die detaillierten Regelungen in der Strombinnenmarkttrichtlinie harmonisiert, die nationale Ausgestaltung erfolgt auf Grundlage sorgfältiger Kosten-Nutzen-Analysen der Mitgliedstaaten.
- › **Die Ermächtigungsgrundlage für Delegierte Rechtsakte zu Netzentgeltvorgaben ist ersatzlos zu streichen**. Durchführungsverordnungen der Kommission sollten auf klar begrenzte technische Punkte beschränkt bleiben. Eine umfassende Verlagerung zentraler Netzentgeltfragen auf die europäische Exekutive ist abzulehnen.
- › Die Novelle sollte die klare Empfehlung enthalten, dass ein **kapazitätsbasiertes Netzentgelt als primäres Finanzierungsinstrument für Netzkosten zulässig und gewollt** ist. Eine obligatorische Kostenbeteiligung von Einspeisern ist zu vermeiden. Es ist ausdrücklich anzuerkennen, dass Anpassungen an der Netzentgeltsystematik **geeignete Übergangs- und Bestandsschutzregelungen für bestehende Anlagen erforderlich** machen können.
- › Die Regelung in Art. 18 Abs. 2 Buchstabe f der Strombinnenmarktverordnung, dass Netzentgeltregelungen zur Verwirklichung der in den integrierten **nationalen Energie- und Klimaplänen festgelegten Ziele** beitragen, muss **zwingend beibehalten** werden.
- › Auch **Anhang B der ITC-Verordnung (838/2010)** über den finanziellen Ausgleich zwischen europäischen Übertragungsnetzbetreibern muss **zwingend beibehalten** werden, solange keine tragfähige Alternative vorliegt.
- › Es sollte klargestellt werden, dass das sachgerechte Verbot einer negativen Diskriminierung u.a. von Speichern, Prosumern und Energiegemeinschaften **keine bedingungslose Befreiung von verursachungsgerechten Netzentgelten** impliziert.
- › **Die Beschränkung staatlicher Zuschüsse zur Senkung der Netzentgelte auf die vorübergehende Finanzierung zusätzlicher Kosten durch die Dekarbonisierung ist zu weitgreifend**. Zudem sollten Zuschüsse, die vor Inkrafttreten der Novelle von den Mitgliedstaaten genehmigt wurden, von den neuen Regelungen nicht betroffen sein.
- › **Von der Einführung eines verpflichtenden EU-weiten Effizienzvergleichs für Übertragungsnetzbetreiber ist abzusehen**. Sollte daran festgehalten werden, dürfen die

Berichte ausschließlich der Transparenz dienen und keine Grundlage für Bewertungen oder erlösrelevante Konsequenzen darstellen. Zudem ist der Berichtszyklus so auszugestalten, dass keine veralteten Vergleichsdaten einzelner Mitgliedstaaten neben aktuellen Daten anderer Mitgliedstaaten veröffentlicht werden.

- › **Die Einführung eines verpflichtenden nationalen Effizienzvergleichs für Verteilnetzbetreiber ist entschieden abzulehnen.** Sollte daran festgehalten werden, ist im Verordnungstext ausdrücklich klarzustellen, dass bewährte nationale Differenzierungsmechanismen (insbesondere vereinfachte Verfahren mit festen Effizienzwerten für kleinere Verteilnetzbetreiber) fortgeführt werden können und keine verpflichtende Einbeziehung sämtlicher Verteilnetzbetreiber vorgeschrieben wird.
- › Die Entscheidung, ob und wie **Leistungsindikatoren im Effizienzvergleich** der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber erlösrelevant berücksichtigt werden, muss **bei den nationalen Regulierungsbehörden verbleiben** und darf nicht auf EU-Ebene vorgegeben werden.
- › **Auf EU-weit harmonisierte Smart-Grid-Indikatoren per Durchführungsverordnung sollte verzichtet werden.** Die Ausgestaltung solcher Indikatoren sollte den nationalen Regulierungsbehörden überlassen bleiben. Zugleich ist auf eine Nutzung EU-weiter Smart-Grid-Indikatoren für den in Art. 18 Abs. 7 geregelten Effizienzvergleich der Netzbetreiber oder für sonstige aufsichtliche Bewertungen zu verzichten.
- › Im Verordnungstext sollte eine klare, **rechtsverbindliche Definition von „Netzdaten“** und der damit verbundenen **Datenaustauschpflichten** erfolgen. Anstelle pauschaler Vorgaben sollte der Datenaustausch **freiwillig und anwendungsfallbezogen** sein; von darüberhinausgehenden, verpflichtenden Datenerhebungen ist abzusehen.
- › **Es bedarf einer konkreten Umsetzungsfrist für Mitgliedstaaten für die Anpassung der Steuern auf Strom und Gas.** Von Aufschubmöglichkeiten für Mitgliedstaaten aufgrund besonderer nationaler Umstände ist abzusehen.
- › Die Möglichkeit zur **Priorisierung beim Netzanschluss** muss auch bestehen, wenn die **Knappheit bereits absehbar ist**, durch Netzausbaumaßnahmen aber nicht rechtzeitig Abhilfe geschaffen werden kann. Es ist klarzustellen, dass die Möglichkeit zur Privilegierung nicht nur für gesamte Nutzergruppen, sondern auch **anhand von bestimmten Gründen und Kriterien** (z.B. effiziente Netzanschlussnutzung) möglich ist. Klarzustellen ist auch, ob die Regelung sich neben Verbrauchsanlagen **auch auf Erzeugungsanlagen** bezieht und dass eine Priorisierung, soweit sie Erzeugungsanlagen umfasst, nicht ein Vorrangverhältnis von Verbrauchsanlagen gegenüber Erzeugungsanlagen vorsieht.

## 1 Allgemeine Hinweise

Der BDEW unterstützt grundsätzlich das Vorhaben der Europäischen Kommission, die Strompreise mit konkreten Maßnahmen zu ihren einzelnen Bestandteilen wie Netzentgelten und Steuern zu senken, wie vom Europäischen Rat in seinem [Beschluss](#) vom 19. März 2026 gefordert. Das sehr detaillierte Regelungsprogramm der Kommission in ihrem Gesetzgebungsvorschlag vom 17. Juli 2026 spiegelt allerdings die Tendenz der vergangenen Jahre wider, unter Verweis auf Harmonisierungsbedarf im europäischen Binnenmarkt immer detailliertere und verbindlichere Vorgaben auf europäischer Ebene zu machen. Die von der Kommission vorgeschlagenen Vorgaben würden dazu beitragen, dass die Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörden durch inhaltliche Vorsteuerung auf EU-Ebene erheblich eingeschränkt wird. ACER würde durch die Entwicklung von europaweit einheitlichen Smart-Grid-Indikatoren, Effizienzvergleichen und harmonisierten Bewertungsmaßstäben deutlich stärkeren Einfluss auf die Ausgestaltung der Regulierung in den Mitgliedstaaten erhalten, ohne dass hier aufgrund der sehr unterschiedlichen Ausgangssituationen und Anforderungen in den Mitgliedstaaten ein erkennbarer Bedarf oder Mehrwert besteht. In der Praxis erweisen sich Maßnahmen, die den Mitgliedstaaten größeren Spielraum gewähren, wie die [Leitlinien](#) der Kommission zu Netzanschlüssen aus dem Jahr 2025, zumeist als hilfreicher.

Grundsätzlich sollte die Ausgestaltung der Entgeltregulierung weiterhin in der Verantwortung der nationalen Regulierungsbehörden liegen, da diese die Netzstrukturen und Marktbedingungen vor Ort am besten beurteilen können. Die Stromnetze in der EU unterscheiden sich sehr stark in ihrer Struktur, den Nutzergruppen (Erzeuger, Verbraucher, Speicher usw.), den Investitionsbedarfen und dem Grad der Digitalisierung. Zudem unterscheiden sich die national politisch gesetzten Ziele und Wege. Die Netzentgeltsystematik muss dem entsprechen. Ein großer regulatorischer Ermessensspielraum der nationalen Regulierungsbehörden muss daher schon auf Verordnungsebene ausdrücklich gewahrt bleiben, wie auch vom Rat der europäischen Energieregulierungsbehörden (CEER) gefordert (siehe [Pressemitteilung](#) vom 17. Juli 2026).

Die vorgesehene Ermächtigung der Kommission, mittels delegierter Rechtsakte weitere detaillierte Regelungen zu Netzentgelten vorzunehmen, ist daher abzulehnen. Benötigt werden maßgeschneiderte nationale regulatorische Ansätze, die die nationalen Regulierungsbehörden am besten festlegen und weiterentwickeln können. Etwaige Durchführungsverordnungen sollten, falls notwendig, zwingend auf eng begrenzte und rein technische Punkte beschränkt sein.

Eine Umsetzung neuer Vorgaben zu Netzentgelten wäre nur mit einem Vorlauf von mehreren Jahren durch die nationalen Regulierungsbehörden möglich. Es laufen bereits umfassende Netzentgeltreformen in einigen Mitgliedstaaten, darunter das „AgNes“-Verfahren in Deutschland, das bis Ende 2026 abgeschlossen sein wird. Bereits diese Reformen haben einen Umsetzungsbedarf von zwei Jahren. Überlagernde europäische Regelungen würden weiteren

Umsetzungsbedarf und zusätzliche Unsicherheiten für Marktakteure auslösen. Angesichts der ohnehin angespannten Wirtschaftslage in den europäischen Staaten sollte dies unter allen Umständen vermieden werden.

Fraglich ist bei der Neufassung von Art. 18 bzw. dem neuen Art. 18a der Strombinnenmarktverordnung, ob es allein um die Übersetzung festgelegter Erlösobergrenzen in eine Netzentgeltsystematik geht, oder ob hier der europäische Rechtsrahmen auf die Ermittlung der Erlösobergrenzen ausgedehnt werden soll. Letzteres würde einen noch stärkeren Eingriff in den nationalen regulatorischen Rahmen bedeuten. Wichtiger als Detailvorgaben zu Netzentgeltsystematiken ist eine Stärkung der Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber sowie Vereinfachungen bei Planungs- und Genehmigungsverfahren, um Netzengpässe abzubauen und steigende Mengen an Erneuerbaren Energien reibungslos in das System integrieren zu können.

Die umfassenden und detaillierten Veröffentlichungspflichten in Art. 18 Abs. 5 gehen in verschiedenen Punkten deutlich über die bestehenden umfangreichen Veröffentlichungspflichten hinaus und sind in diesem Detailgrad für die volkswirtschaftlich effiziente Bewirtschaftung des Stromnetzes nicht erforderlich. Die Erweiterung dieser Pflichten verursacht unnötigen bürokratischen Aufwand und erhöht damit wiederum die Netzkosten, auf deren möglichst weitgehende Begrenzung der Entwurf gerade abzielt. Zumindest sollte begründet werden, welchem Ziel die Veröffentlichung dieser Daten dienen soll.

## **2 Smart-Meter-Rollout**

Mit Art. 18b sollen erstmals EU-weite Mindestanforderungen für den Smart-Meter-Rollout eingeführt werden. Der Artikel sollte vollständig gestrichen und auf die Einführung undifferenzierter EU-weiter, verbindlicher Einführungsquoten für Smart Meter verzichtet werden.

Die Europäische Kommission geht zwar zu Recht davon aus, dass Smart Meter einen wesentlichen Beitrag zur Digitalisierung und zur Weiterentwicklung intelligenter Stromnetze leisten. Bei einem Vergleich der Umsetzungsstände in den europäischen Ländern ist jedoch sorgfältig zu unterscheiden, welche Funktionen und Sicherheitsstufen die jeweiligen als „Smart Meter“ erfassten Geräte in den jeweiligen Mitgliedstaaten tatsächlich bieten und welchen Zweck sie in dem jeweiligen Mitgliedstaat erfüllen sollen und müssen.

Die Begründung der Kommission zu Art. 18b klärt nicht ausreichend, warum eine zusätzliche Regelung auf europäischer Ebene überhaupt erforderlich ist. Die Regeln zum Einsatz von intelligenten Messsystemen sind bereits detailliert und umfassend harmonisiert. Die Strombinnenmarkttrichtlinie sieht in Art. 20 ff sehr konkrete Vorgaben zur Umsetzung und Einführung von intelligenten Messsystemen vor. Sie definiert konkrete Vorgaben zu den Anforderungen an die

Geräte, die Deutschland vollständig umsetzt, einschließlich sämtlicher Sicherheits- und Datenschutzanforderungen. Sie definiert auch den Umfang des Rollouts, indem sie ihn von einer Kosten-Nutzen-Analyse abhängig macht.

In Deutschland haben zwei entsprechende Kosten-Nutzen-Analysen zu dem eindeutigen Ergebnis führt, dass ein nach Pflicht- bzw. optionalen Einbaufällen differenzierter Rollout das volkswirtschaftliche Optimum darstellt. Der Einbau intelligenter Messsysteme ist dementsprechend insbesondere für Erzeugungsanlagen und generell solche Anlagen sinnvoll, die der Steuerung bedürfen, um besser in das Stromnetz integriert werden zu können. Auch Einsparungen oder Lastverschiebungen können einen Beitrag zur Systemstabilität und Effizienz leisten.

Pauschale Rolloutquoten laufen daher dem Ziel entgegen, die Systemkosten zu senken. Es fehlt jede Begründung der Kommission, wie sie ohne eine entsprechende Analyse zu dem Ergebnis kommt, dass der flächendeckende Rollout intelligenter Messsysteme immer und in jedem Fall Kosten im Netz einsparen wird.

Kunden, die den Einbau eines entsprechenden Gerätes wünschen, weil sie aktiv am Markt teilnehmen wollen, müssen dabei unabhängig vom Ausgang der Kosten-Nutzen-Analyse ein entsprechendes Gerät innerhalb von vier Monaten erhalten können. Zudem können Kunden in Deutschland im Gegensatz zu allen anderen EU-Staaten einen wettbewerblichen Messstellenbetreiber mit der Installation beauftragen. Damit ist dem Ziel, das der neue Vorschlag verfolgt, bereits Genüge getan. Aktive bzw. alle Kunden können entsprechende Geräte erhalten und am Markt teilnehmen. Eine darüberhinausgehende Harmonisierung ist zumindest erklärungsbedürftig – insbesondere, weil sich die von dieser Veränderung betroffenen verpflichteten Unternehmen auf die geltende Regelung in der Richtlinie eingestellt und für die Umsetzung geplant, stark investiert und alle technischen und unternehmerischen Prozesse darauf ausgerichtet haben.

Die Nichterfüllung von Rolloutpflichten ist sanktionsbewährt, so dass eine deutliche Ausweitung oder Verkürzung dieser Pflichten unmittelbare Auswirkungen auf die verpflichteten Unternehmen hat. Sie müssten trotz sorgfältiger Planung einerseits Sanktionen für die Nichterfüllung der Quoten befürchten und hätten andererseits erhöhte Kosten aufgrund der kurzfristigen Änderung der gesetzlichen Rolloutpflichten. Die betroffenen Unternehmen haben entsprechende Ressourcen zum Einbau bereits beschafft und können dies nicht kurzfristig ändern, um eine deutlich höhere Zahl von Geräten zu verbauen. Für Deutschland bedeutet das, über 40 Millionen zusätzliche Pflichteinbaufälle in einem deutlich kürzeren Zeitraum umzurüsten. Für die Unternehmen ist dies unzumutbar.

Dieses Vorgehen wird auch das wesentliche Ziel – die Integration Erneuerbarer Energien in das Energiesystem und die Verlagerung von Lasten durch eine sichere Steuerungstechnik für die

Schaffung zusätzlicher Flexibilität im Netz – erheblich aufhalten bzw. zurücksetzen. Es schafft für die Anwendung bei aktiven Kunden keinen zusätzlichen Nutzen, da jeder Kunde auch ausweislich der Strombinnenmarktrichtlinie bereits den Anspruch auf Einbau eines Smart Meters innerhalb von vier Monaten hat. Diesen Anspruch würden die Kunden mit der neuen Regelung verlieren, denn er gilt nur für die Fälle, die vom Rollout nicht erfasst sind.

Deutschland hat beim Hochlauf von Smart Metern einen zukunftsfähigen Weg eingeschlagen, der von Anfang an ein sehr hohes technisches und Cyber-Sicherheitsniveau für die Umsetzung der sicheren Steuerung von Anlagen vorgesehen hat sowie einen klaren Fokus auf das Kosten-Nutzen-Verhältnis, den tatsächlichen Beitrag zur Systemsicherheit und die Akzeptanz unter den Netzkunden in den Mittelpunkt stellt. Dieses Vorgehen hat zwar zu Verzögerungen beim Rollout in Deutschland geführt, ist aber eine sichere Grundlage, um im Fall von europaweit immer häufiger auftretenden Engpässen sicher Flexibilitäten für das Netz nutzen zu können. Der BDEW unterstützt diesen Weg.

Der Rollout in Deutschland läuft derzeit planmäßig, gemessen an der Zahl der insgesamt auszustattenden Messstellen, die als Pflichteinbaufälle definiert sind. Die Zahl der Pflichteinbaufälle hat Deutschland auf der Grundlage der Strombinnenmarktrichtlinie und der darin vorgesehenen Kosten-Nutzen-Analyse verbindlich festgelegt. Nach erfolgreichem Abschluss wird die Smart-Meter-Infrastruktur in Deutschland die Grundlage für ein zukunftssicheres Energiesystem bilden. Diese Entwicklung sollten neue regulatorische Detailvorgaben aus Brüssel nicht ohne Not aufhalten.

Der Standard für intelligente Messsysteme in Deutschland bietet eine hohe und den Anforderungen der NiS2-Richtlinie gerecht werdende Cyber- und Datensicherheit über die Möglichkeit einer sicheren Fernsteuerung. So ist eine sichere, gegen Cyberangriffe geschützte Kommunikation über behördlich zertifizierte Smart-Meter-Gateways in Deutschland zwingend vorgegeben. Cybersicherheit ist wichtiger denn je, insbesondere angesichts der wachsenden Bedrohung durch hybride Angriffe auf das Energienetz. Mit gutem Grund ist Cybersicherheit entsprechend den Vorgaben der NiS2-Richtlinie in deutlich höherem Maße zu gewährleisten als zuvor.

Der Kommissionsvorschlag zielt dagegen pauschal auf die Ausstattung aller Endkunden ab und ausweislich der Erwägungsgründe vor allem auf aktive Kunden. Er greift hinsichtlich der dadurch entstehenden Kosten und des erzielten Nutzens deutlich zu kurz.

Der BDEW geht davon aus, dass in das Netz einspeisende Erneuerbare-Energien-Anlagen ebenfalls vom Art. 18b umfasst sind und auf die vorgesehenen Ausstattungsquoten einzahlen. EE-Anlagen und neue Verbrauchseinrichtungen wie Speicher, Wallboxen oder auch Wärmepumpen in der Niederspannung sind für das zukunftssichere Energiesystem besonders

relevant. Diese Anlagen müssen prioritär mit Technik ausgestattet werden, über die sicher gesteuert werden kann. Statt einer pauschalen Ausstattungsquote ausschließlich für die Übermittlung von Messdaten sollte die zukunftsgerichtete Ausgestaltung des Smart-Meter-Rollouts in Verbindung mit sicherer Steuerung zumindest in den Mitgliedsstaaten priorisiert werden, für die dies hinsichtlich der Systemstabilität unerlässlich ist. Dazu gehören in Deutschland beispielsweise neben Betreibern von Erneuerbaren-Anlagen oder von Systemen mit steuerbarem Verbrauch auch Endkunden mit höherem Verbrauch (derzeit ab 6.000 kWh/Jahr). Diese Unterscheidung ermöglicht es den Messstellenbetreibern, sich auf die für die Stabilität des Gesamtsystems relevanteren Einbaugruppen zu konzentrieren und hier den Rollout prioritär voranzutreiben.

Kleinverbraucher und Betreiber von kleinen Erzeugungsanlagen müssen die Möglichkeit erhalten jederzeit auf freiwilliger Basis ein intelligentes Messsystem zu erhalten und den gesamten Funktionsumfang nutzen zu können. Auch um die Akzeptanz in der Bevölkerung nicht zu gefährden, sollten Kunden mit geringem Energieverbrauch oder fehlenden Flexibilitätsoptionen in der Regel selbst entscheiden können, ob sie einen Smart Meter installieren lassen möchten. Nur in Fällen, in denen der Netzbetreiber aus Systemgründen den Einbau eines Smart Meters für erforderlich hält, müssen Kunden dies zulassen.

Da sowohl Einbau als auch Betrieb des Smart Meters mit zusätzlichen Kosten verbunden sind, sollte die Installation mit einem spürbaren finanziellen Mehrwert für den Kunden einhergehen. Zudem haben Datensicherheit und Datenschutz für Kunden in Deutschland einen hohen Stellenwert. Daher ist zu erwarten, dass die von der Kommission vorgeschlagenen Quoten, von denen die Mehrheit der Privatkunden betroffen wäre, die allgemeine Akzeptanz von Smart Metern in der Bevölkerung verringern werden.

Die von der Kommission vorgeschlagene Regelung beschränkt auch den Handlungsspielraum der nationalen Regulierungsbehörden übermäßig, den die Kommission selbst ausweislich der Begründung des Entwurfs als zentral für die Digitalisierung ansieht. Wird eine pauschale Gesamtzahl an auszustattenden Zählpunkten, in einem zu ehrgeizigen Zeitrahmen vorgegeben, bleibt praktisch kein Handlungsspielraum für die Regulierungsbehörde zur Priorisierung. Für die Erfüllung der Quote ist dann nicht mehr wichtig, welchen Nutzen ihre Ausstattung für das Gesamtsystem hat. Eine kleine Verbrauchsanlage mit geringem Verbrauch für Festpreisvertrag hätte für die Quotenerfüllung den gleichen Effekt wie eine große Erzeugungsanlage, die auch mit ihrem Eigenverbrauch ein Endkunde ist.

Neben den Ausbaurkosten und der Erschwinglichkeit für die Verbraucher ist ein stabiler regulatorischer Rahmen, der den Marktteilnehmern Vorhersehbarkeit und Verlässlichkeit gewährleistet, von entscheidender Bedeutung für das effiziente Funktionieren des Energiemarkts.

› **BDEW-Forderungen:**

- Von EU-weit verbindlichen, pauschalen Rolloutquoten für Smart Meter für alle Endkunden ist dringend abzusehen. Der Rahmen ist bereits über die detaillierten Regelungen in der Strombinnenmarkttrichtlinie harmonisiert, auf der Grundlage sorgfältiger Kosten-Nutzen-Analysen der Mitgliedstaaten.
- Im Falle der Einführung von Rolloutquoten müssen die Regelungen in der Strombinnenmarktverordnung adäquat angepasst werden, sodass gewährleistet werden kann, dass die betroffenen Unternehmen den Rollout in einer angemessenen Zeit leisten können, und dabei den aktuellen Stand und die aktuellen Verpflichtungen in den Mitgliedsstaaten berücksichtigen, mit denen die Unternehmen bereits langfristig geplant haben. Es muss sichergestellt sein, dass für den Rollout bei systemrelevanten Anlagen ausreichend Kapazitäten verfügbar sind und die Pflicht zur Ausstattung der rein zahlenmäßig überwiegenden Kleinverbraucher nicht den Rollout bei den relevanten Anlagen verzögert. Dies gilt vor allem für Erzeugungsanlagen. Außerdem sollten Endkunden (insbesondere mit sehr niedrigen Verbräuchen) nicht zwangsweise ausgestattet werden, wenn weder die Kunden dies wünschen oder brauchen noch die Netzbetreiber die Informationen benötigen.

### **3 Netzentgelte**

#### **Kapazitätsentgelte und zeitvariable Entgeltbestandteile**

Art. 18 Abs. 2 Buchstabe g des Kommissionsvorschlags sieht lediglich die Einführung von Kapazitätselementen zur Minderung von Lastspitzen vor. Die Novelle der Verordnung sollte die klare Empfehlung enthalten, dass ein kapazitätsbasiertes Netzentgelt als **primäres** Finanzierungsinstrument für Netzkosten zulässig und gewollt ist. Andernfalls besteht das Risiko, dass zeitvariable Netzentgeltbestandteile (Art. 18 Abs. 2 Buchstabe h) als gewichtigerer Maßstab gelten und kapazitätsbasierte Ansätze, wie sie derzeit in Deutschland entwickelt werden, als nicht zulässig eingestuft werden.

Der Kommissionsvorschlag wertet zeitvariable Entgeltbestandteile auf, ohne hinreichend zu adressieren, dass solche Signale nicht automatisch die für die Netzplanung relevanten strukturellen Engpässe und das Problem knapper Anschlusskapazitäten lösen. Die Entscheidung darüber, ob und in welchem Umfang zeitvariable Entgeltkomponenten eingeführt werden, sollte weiter bei den nationalen Regulierungsbehörden verbleiben. Die strukturellen Unterschiede und Startbedingungen in den einzelnen Staaten sind schlicht zu groß, als dass eine

verpflichtende und einheitliche Vorgabe für alle EU-Staaten gleichermaßen sinnvoll und zielführend erscheint. Im Übertragungsnetz sind zeitvariable Arbeitspreise grundsätzlich nicht sinnvoll, da Engpässe dort keinen klaren Mustern folgen. Eine verpflichtende Einführung zeitvariabler Entgeltbestandteile ist zumindest im Übertragungsnetz daher zu vermeiden.

Die Netzentgeltsystematik sollte außerdem Anreize schaffen für Co-Location-Projekte und die Hybridisierung von Netzanschlussnutzungen z.B. mit Erneuerbaren-Anlagen und Energiespeichieranlagen. Dafür sind Kapazitätzahlungen geeignet, die sich an der vertraglich vereinbarten Anschlussleistung orientieren. Darüber hinaus sollten im Ziel die Netzentgelte auf der Ebene des Netzanschlusses (und nicht der einzelnen Assets) abgerechnet werden, um die von der (hybriden) Anlage verursachten Netzkosten besser abbilden zu können.

- › **BDEW-Forderung:** In Art. 18 Abs. 2 sollte ergänzt werden: „*[Tariff methodologies shall ensure that network costs can be recovered primarily through capacity-based tariff components;]*“. Art. 18 Abs. 2 Buchstabe h sollte wie folgt ergänzt werden: „*[Tariff methodologies shall] contain time-of-use elements at the distribution level to reflect the use of the network*“.

### Sondernetzentgelte

Art. 18 Abs. 3 des Kommissionsvorschlags erlaubt Sondernetzentgelte nur unter strenger Kostenreflexivitätsbindung, die grundsätzlich wichtig ist. Bei einer Kostenreflexivitätsbindung ist darauf zu achten, dass Sondernetzentgelte an nachweisbare physikalische Netzdienlichkeit geknüpft sind statt an Börsenpreissignale. Etwaige Rabatte bei Netzentgelten, die sich an Spotmarktpreisen orientieren, spiegeln physikalische Engpasssituationen im Netz nur unzureichend wider und können regional kontraproduktiv wirken.

Eine strenge Kostenreflexivitätsbindung verengt allerdings nationale oder regionale Sonderlösungen, etwa zur industriellen Elektrifizierung, zur urbanen Laststeuerung oder zu spezifischen Anschlusskonstellationen, obwohl gerade differenzierte Lösungen für das Gelingen der Transformation, erforderlich sein können. Dies gilt beispielsweise für Großwärmepumpen, Power-to-Heat, thermische Speicher, hybride Wärmeanlagen und hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung, da diese in einem systemdienlichen Anlagenkonstrukt Flexibilität und vor allem planbare („gesicherte“) elektrische Leistung „in beide Richtungen“ bereitstellen können.

Die Berücksichtigung netzdienlicher Eigenschaften darf nicht durch zusätzliche Mess-, Kommunikations-, Steuerungs- und Nachweisanforderungen wirtschaftlich entwertet werden. Gleichzeitig ist sicherzustellen, dass die Einhaltung von Voraussetzungen für etwaige Sondernetzentgelte überprüfbar ist. Der Nachweis eines netzdienlichen Betriebs sollte vorrangig anhand bereits vorhandener Messwerte, Fahrplandaten und betrieblicher Informationen möglich sein.

Zusätzliche oder unverhältnismäßige Aufwendungen für Messkonzepte, Messeinrichtungen, Datenübertragung und Abrechnungsprozesse sind für die Berücksichtigung und Abrechnung von Sondernetzentgelten möglichst zu vermeiden.

- › **BDEW-Forderung:** Art. 18 Abs. 3 sollte wie folgt angepasst werden:  
*„Special tariff regimes may apply to specific categories of system users, such as energy-intensive industries or data centres, ~~and~~ energy communities and grid-supportive system constellations comprising district heating and cooling undertakings, high-efficiency co-generation, large-scale heat pumps, and power-to-heat facilities, provided that the regulatory authorities can demonstrate that the consumption or production profile of the users in question has a proportionally lower or higher impact on the overall cost of the transmission or distribution network and that the principle of cost-reflectivity is respected.“*

### **Verknüpfung zwischen Netzentgeltsystematik und Nationalen Energie- und Klimaplänen**

In seiner aktuellen Fassung enthält Art. 18 Abs. 2 Buchstabe f der Strombinnenmarktverordnung die Maßgabe, dass die Netzentgeltregelungen zur Verwirklichung der in den integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen (NECPs) festgelegten Ziele beitragen, die Umweltauswirkungen verringern und die öffentliche Akzeptanz fördern. Der BDEW ist sehr besorgt darüber, dass der Kommissionsvorschlag die Streichung dieser Vorgabe vorsieht. Damit entfielen eine wichtige rechtliche Grundlage für nationale Regulierungsbehörden, bestimmte Sondernetzentgelte mit entsprechendem Zielbeitrag festzulegen.

Elektrifizierung, Wasserstoff und Sektorkopplung sind wesentliche Voraussetzungen für die Dekarbonisierung von Industrie, Verkehr und Wärmeversorgung und ermöglichen gleichzeitig die effiziente Integration wachsender Anteile erneuerbarer Energien. Nationale Regulierungsbehörden sollten weiterhin die Möglichkeit haben, bei der Ausgestaltung von Netzentgeltsystematiken umfassendere Systemvorteile und strategische energiepolitische Ziele zu berücksichtigen.

Diese wichtige Verknüpfung zwischen Netzentgeltsystematiken und NECPs ermöglicht es nicht nur, sektorspezifische Kosten zu berücksichtigen, sondern auch die Erreichung sektorübergreifender Klimaziele über verschiedene Infrastrukturen hinweg einzubeziehen. Der Wegfall dieser Verknüpfung droht eine wichtige rechtliche Grundlage für gezielte Netzentgeltregelungen zu schwächen, die Elektrifizierung, Wasserstoff, Flexibilität und die Integration erneuerbarer Energien unterstützen. Dies betrifft etwa geplante Regelungen für Elektrolyseure im laufenden Verfahren zur Neugestaltung der Netzentgeltsystematik in Deutschland.

Die Streichung von Art. 18 Abs. 2 Buchstabe f würde zum falschen Zeitpunkt ein falsches regulatorisches Signal senden, da Europa derzeit versucht, Elektrifizierung, den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft und die industrielle Dekarbonisierung zu beschleunigen. Sie würde die regulatorische Unsicherheit für Investoren erhöhen und könnte Investitionen in Technologien, die für die Erreichung der Ziele des Clean Industrial Deals, von AccelerateEU und der umfassenderen europäischen Dekarbonisierungsagenda erforderlich sind, erheblich gefährden.

- › **BDEW-Forderung:** Die Regelung in Art. 18 Abs. 2 Buchstabe f der Strombinnenmarktverordnung, dass Netzentgeltregelungen zur Verwirklichung der in den integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen festgelegten Ziele beitragen, muss zwingend beibehalten werden.

### Einspeiseentgelte

Aus Sicht des BDEW ist der im Entwurf angelegte Ansatz einer Kostenbeteiligung von Einspeisern durch systematischen Einbezug in die Netzentgeltsystematik aus ganzheitlicher Systemperspektive nicht zielführend (siehe Art. 18 Abs. 2 Buchstabe d: „[Network charges shall] reflect the costs created by system users which withdraw electricity from and inject electricity into the transmission or distribution networks“).

Einspeiseentgelte tragen zwar zur Kostenreflexivität und Verursachungsgerechtigkeit der Netzentgeltsystematik bei, da Anlagen zur Einspeisung Netzkosten verursachen. Oberstes Ziel muss aber eine größere Systemeffizienz sein, und damit geringere Stromrechnungen in der Gesamtschau. Einspeiseentgelte dürfen nicht zu einer reinen Umverteilung der Kosten führen.

Nach Einschätzung des BDEW trägt die Einführung von Einspeiseentgelten nicht zu einer größeren Kosteneffizienz des Energiesystems bei. Die Einführung würde die Projektkosten erhöhen, die Investitionsanreize schwächen und unnötige Unsicherheit für Investoren schaffen. Dies ist insbesondere für kapitalintensive Anlagen mit langen Investitionshorizonten von Bedeutung, darunter Erneuerbare-Energien-Anlagen sowie flexible CO<sub>2</sub>-arme Erzeugungskapazitäten.

Eine Ausweitung der Netzentgelte auf die Einspeisung würde insbesondere bei Neueinführung in bestehende Markt- und Investitionsbedingungen eingreifen, die Funktionsfähigkeit bereits etablierter Marktmechanismen beeinträchtigen und damit die Zielsetzung einer Senkung der Stromkosten konterkarieren. Die je nach Ausgestaltung heterogenen Auswirkungen auf die jeweils nationalen Großhandelspreise würden auch Auswirkungen auf den Strombinnenmarkt haben.

Auch die erwarteten Vorteile für die Verbraucher sind unsicher. Einspeiseentgelte würden voraussichtlich in die Gebote an den Großhandelsmärkten eingepreist und damit zumindest teilweise an die Strompreise weitergegeben. Eine mögliche Verringerung der Netzkosten auf Verbraucherseite könnte daher durch höhere Großhandelsstrompreise kompensiert werden.

- › **BDEW-Forderung:** Eine obligatorische Kostenbeteiligung von Einspeisern ist zwingend zu vermeiden.

### **ITC-Verordnung Anhang B**

Unterschiedliche Ansätze bei der Ausgestaltung von Erzeugernetzentgelten in den Mitgliedstaaten können den Wettbewerb zwischen Erzeugungsanlagen in benachbarten Märkten beeinträchtigen und die Effizienz des grenzüberschreitenden Stromhandels schwächen. Der BDEW sieht deshalb die Pläne der Kommission mit großer Sorge, parallel zu dem in dieser Stellungnahme adressierten Legislativvorschlag für zukunfts feste Stromrechnungen (COM(2026) 600), ebenfalls Anhang B der ITC-Verordnung (838/2010) über den finanziellen Ausgleich zwischen europäischen Übertragungsnetzbetreibern („Inter Transmission System Operator Compensation“) aufzuheben.

Der bestehende ITC-Rahmen leistet einen wichtigen Beitrag zu einem funktionierenden europäischen Strombinnenmarkt, indem er die durchschnittlichen Netzentgelte für Einspeiser in den meisten Mitgliedstaaten auf 0,5 Euro/MWh begrenzt. Dadurch wird ein Rahmen für vergleichbare Wettbewerbsbedingungen geschaffen und ein wichtiger Beitrag zur Planbarkeit und Investitionssicherheit gewährleistet.

Der Wegfall dieser Regelung für Netzentgelte auf Erzeugerseite würde – entgegen der Absicht der Kommission einer stärkeren Harmonisierung – die Gefahr einer regulatorischen Fragmentierung in Europa in sich bergen und könnte zu einer stärkeren Divergenz nationaler Entgeltregelungen führen. Dies würde Unsicherheit für bestehende und künftige Investitionen schaffen, die Energiewende erschweren und die Effizienz des grenzüberschreitenden Strommarktes beeinträchtigen.

- › **BDEW-Forderung:** Anhang B der Verordnung (EU) 838/2010 muss zwingend beibehalten werden, solange keine tragfähige Alternative vorliegt.

### **Bestandsschutz**

Der BDEW weist darauf hin, dass die in Art. 18 Abs. 2 vorgesehenen Grundsätze keinen ausdrücklichen Bezug zum Vertrauensschutz, zur Rechtssicherheit und zum Schutz bestehender

Investitionen enthalten. Angesichts der potenziell weitreichenden Auswirkungen von Änderungen der Netzentgeltmethodiken sollte die Verordnung ausdrücklich anerkennen, dass entsprechende Anpassungen geeignete Übergangs- und Bestandsschutzregelungen für bestehende Anlagen erforderlich machen können. Wichtig sind daher ausdrückliche Ergänzungen im Legislativtext zu Übergangsregelungen und Bestandsschutz, um Investitionen, die unter anderen Bedingungen getätigt wurden, nicht zu gefährden.

Die Wahrung von Vertrauensschutz und Rechtssicherheit sind aus Sicht des BDEW wesentliche Voraussetzungen für die Aufrechterhaltung der regulatorischen Glaubwürdigkeit und des Vertrauens der Investoren in die Energiewende. Nur so bleiben Investitionen in Netze, Erzeugung, Flexibilitäten und neue Anwendungen planbar und finanzierbar.

- › **BDEW-Forderung:** Art. 18 sollte ausdrücklich anerkennen, dass Anpassungen an der Netzentgeltsystematik geeignete Übergangs- und Bestandsschutzregelungen für bestehende Anlagen erforderlich machen.

### **Verbot negativer Diskriminierung**

Das Verbot einer negativen Diskriminierung durch Netzentgelte von Speicherung, Aggregation, Energiegemeinschaften und Eigenerzeugung usw. in Art. 18 Abs. 2 Buchstabe j des Kommissionsvorschlags ist grundsätzlich richtig. Zugleich verursachen Speicher, Prosumer und Energiegemeinschaften Netzkosten durch die erforderliche Vorhaltung von Kapazitäten, unabhängig von ihrer Betriebsweise. Das Verbot einer negativen Diskriminierung sollte daher eine kostenreflexive Beteiligung an den Netzkosten nicht grundsätzlich ausschließen. Alles Weitere sollte weiterhin den nationalen Regulierungsbehörden überlassen werden.

- › **BDEW-Forderung:** In Art. 18 Abs. 2 Buchstabe j ist klarzustellen, dass das sachgerechte Verbot einer negativen Diskriminierung keine bedingungslose Befreiung von verursachungsgerechten Netzentgelten impliziert. Die Ergänzung einer Formulierung wie „*without prejudice to cost-reflective contributions to network financing*“ ist zwingend erforderlich.

### **Explizite vs. implizite Flexibilität**

Der Wortlaut von Art. 18 Abs. 2 Buchstabe n des Kommissionsvorschlags vermischt Fragen expliziter und impliziter Flexibilität. Explizite Flexibilität wird aktiv angeboten und gezielt abgerufen, implizite Flexibilität entsteht durch Preissignale. Dem Wortlaut nach ist sicherzustellen, dass „[...] network charges applicable to storage installations reflect any benefits created for the network [...]“. Das hier angedeutete Abgelten mittels Netzentgelten von Leistungen, die

Speicher für das Netz erbringen (implizite Flexibilität), ist näher zu bestimmen. Dabei ist zu gewährleisten, dass keine Vorteile im Netzentgeltsystem begründet werden, wenn die von den Speichern erbrachten Leistungen bereits marktlich (explizit) abgegolten worden sind. Ein solches marktliches Interagieren von dezentralen Flexibilitäten (wie bspw. Speichern) und Netzbetreibern ist die im Network Code Demand Response vorgesehene Standardlösung.

### Netzentgeltdifferenzierung in geteilten Netzebenen

Art. 18 Abs. 2 Buchstabe i sieht vor, dass zwischen Kunden mit Anschluss an das Verteil- bzw. Übertragungsnetz nicht unterschieden werden darf. Dies darf nicht bedeuten, im Falle geteilter Netzebenen (Umspannung Höchst- zu Hochspannung) nicht länger bei den Netzentgelten unterscheiden zu können. Es ist sachgerecht und kostenreflexiv, dass Netznutzer anteilig für die Ebenen mitbezahlen, an die sie angeschlossen sind.

### Staatliche Zuschüsse

Der BDEW unterstützt die Möglichkeit für Mitgliedstaaten gemäß Art. 18 Abs. 4, staatliche Mittel zur Senkung der Netzentgelte für Industrie und Haushalte einzusetzen. Allerdings ist die Beschränkung staatlicher Zuschüsse auf die vorübergehende Finanzierung zusätzlicher Kosten durch Dekarbonisierung, die Elektrifizierung von Produktionsverfahren und Marktintegration in Art. 18 Abs. 4 Buchstabe c zu weitgreifend.

Im Sinne der Planungssicherheit sollten Zusagen für Zuschüsse für einen längeren Zeitraum gelten können. Die Bemessung der zusätzlichen Kosten ist vollständig unklar. In Deutschland ist der Bundeszuschuss zu den Übertragungsnetzentgelten bislang pauschal. Die neuen Regelungen könnten dazu führen, dass der Zuschuss zu den Übertragungsnetzentgelten in dieser Form nicht länger gewährt werden kann. Der Nachweis, dass nur die zusätzlichen Kosten adressiert werden, wäre äußerst schwierig und mit enorm hohem bürokratischem Aufwand verbunden.

Zudem sollten Zuschüsse, die vor Inkrafttreten der Novelle von den Mitgliedstaaten genehmigt wurden, von den neuen Regelungen nicht betroffen sein, um Rechtssicherheit sicherzustellen.

- › **BDEW-Forderung:** Art. 18 Abs. 4 Buchstabe c sollte wie folgt angepasst werden: „*the State funds ~~are temporary, and~~ cover ~~only the additional~~ costs resulting from measures to ~~accelerate support~~ decarbonisation, electrification ~~of production processes~~ and market integration“.* Folgender Buchstabe e sollte ergänzt werden: „*State funds approved*

*by the Member States before the entry into force of this Regulation shall be exempted from the above provisions.“*

## **4 Benchmarks und Datenpflichten**

### **Benchmarks für Effizienzvergleiche**

Art. 18 Abs. 7 des Kommissionsvorschlags sieht zwei strukturell unterschiedliche Effizienzvergleiche vor, die rechtlich und inhaltlich getrennt zu bewerten sind: Einen verpflichtenden länderübergreifenden Vergleich der Übertragungsnetzbetreiber durch ACER und einen verpflichtenden nationalen Vergleich der Verteilnetzbetreiber durch die jeweils zuständige nationale Regulierungsbehörde. Für beide Effizienzvergleiche gilt: Der Nutzen einer EU-Regelung ist unklar und die Risiken sind groß. Sicher ist der große Aufwand für Netzbetreiber, die nationalen Regulierungsbehörden und ACER. Vor Inkrafttreten der Novelle ist unbedingt eine Folgenabschätzung erforderlich.

#### ***Effizienzvergleich der Übertragungsnetzbetreiber***

Wie die Verteilnetze unterscheiden sich die Übertragungsnetze in ihren Merkmalen sowie im geographischen und nationalen Kontext erheblich. Aussagekräftige Vergleiche über Ländergrenzen hinweg sind deshalb besonders schwierig. Die Regulierungsbehörden sollten ein angemessenes Gleichgewicht zwischen kurzfristiger Effizienz und mittel- bis langfristiger Effizienz und Wirksamkeit anstreben. Anstelle eines EU-weiten Effizienzvergleichs sollte die Novelle der Verordnung den nationalen Regulierungsbehörden aufgeben, gemeinsam mit den ÜNB neue und alternative Effizienzinstrumente zu erörtern.

Sollte an Berichtspflichten im Rahmen des Effizienzvergleichs festgehalten werden, dürfen diese ausschließlich der Transparenz dienen und weder als Instrument zur Bewertung der Netzbetreiber noch mit erlösrelevanten Konsequenzen für die Übertragungsnetzbetreiber verbunden werden. Kritisch zu sehen ist der vorgesehene vierjährige Berichtszyklus: Da die zugrunde liegenden Daten der Mitgliedstaaten zu unterschiedlichen Zeitpunkten innerhalb dieses Zyklus erhoben werden dürften, würden im ACER-Bericht teils vergleichsweise veraltete Benchmarking-Ergebnisse einzelner Mitgliedstaaten neben aktuelleren Daten anderer Mitgliedstaaten stehen. Das schränkt den Nutzen des Berichts für Transparenz, Monitoring und den Austausch bewährter Verfahren erheblich ein.

- › **BDEW-Forderung:** Von der Einführung eines verpflichtenden EU-weiten Effizienzvergleichs für Übertragungsnetzbetreiber ist abzusehen. Sollte daran festgehalten werden, dürfen die Berichte ausschließlich der Transparenz dienen und keine Grundlage für Bewertungen oder erlösrelevante Konsequenzen darstellen. Zudem ist der Berichtszyklus

so auszugestalten, dass keine veralteten Vergleichsdaten einzelner Mitgliedstaaten neben aktuellen Daten anderer Mitgliedstaaten veröffentlicht werden.

### ***Effizienzvergleich der Verteilnetzbetreiber***

EU-weite Regelungen zu verpflichtenden Effizienzvergleichen unter den Verteilnetzbetreibern sind entschieden abzulehnen. Art. 18 Abs. 7 sieht vor, dass die nationalen Regulierungsbehörden einen Effizienzvergleich unter den Verteilnetzbetreibern in ihrem jeweiligen Hoheitsgebiet durchführen, sofern es dort mehr als einen Verteilnetzbetreiber gibt. Eine Bagatellgrenze, ein Mindestgrößenkriterium oder ein vereinfachtes Verfahren für kleinere Verteilnetzbetreiber sind jedoch nicht enthalten. Der zusätzliche Hinweis, wonach nationale Besonderheiten zu berücksichtigen seien, ist zu unbestimmt, um daraus verlässlich das Recht abzuleiten, bestehende nationale Differenzierungen fortzuführen.

Das ist insbesondere für den deutschen Fall hochproblematisch: Von den 862 Stromnetzbetreibern und 683 Gasnetzbetreibern auf Verteilnetzebene befinden sich im Rahmen der Anreizregulierung derzeit lediglich ca. 194 Stromnetzbetreiber (Stand 2024) bzw. ca. 195 Gasnetzbetreiber (Stand Januar 2026) im direkten, individuellen Effizienzvergleich. Alle übrigen kleineren VNB erhalten aus Gründen der Verhältnismäßigkeit und zur Vermeidung unnötigen bürokratischen Aufwands einen fixen Effizienzwert. Trotz der verhältnismäßig geringen Anzahl der Verteilnetzbetreiber im direkten Effizienzvergleich wird (gemessen an der Erlösobergrenze) eine Marktabdeckung von rund 90 Prozent im Strom- bzw. 84 Prozent im Gasbereich erreicht. Dieses bewährte, verhältnismäßige System wäre bei Beibehaltung des Kommissionsvorschlags gefährdet, da dieser eine Einbeziehung sämtlicher Verteilnetzbetreiber in einen individuellen Effizienzvergleich nahelegt.

- › **BDEW-Forderung:** Die geplante Regelung zur Einführung eines verpflichtenden nationalen Effizienzvergleichs für Verteilnetzbetreiber ist entschieden abzulehnen. Sollte daran festgehalten werden, ist im Verordnungstext ausdrücklich klarzustellen, dass bewährte nationale Differenzierungsmechanismen (insbesondere vereinfachte Verfahren mit festen Effizienzwerten für kleinere Verteilnetzbetreiber) fortgeführt werden können und keine verpflichtende Einbeziehung sämtlicher Verteilnetzbetreiber vorgeschrieben wird. Für diesen Fall sollten zudem mehrere Sicherheitsmechanismen vorgesehen werden. So sollten die Effizienzwerte aus Gründen der Robustheit nach mehreren Methoden berechnet werden, wobei ein Netzbetreiber bei jeder Methode 100 Prozent erreichen können muss. Für den Netzbetreiber sollte zudem stets der höchste der nach den anerkannten Methoden ermittelten Effizienzwerte maßgeblich sein („Best-of“-Prinzip).

## Leistungsindikatoren im Effizienzvergleich für Übertragungs- bzw. Verteilnetzbetreiber

Ob und wie Leistungsindikatoren (einschließlich der Smart-Grid-Indikatoren gemäß Art. 18a) in den Effizienzvergleich einfließen, ist Sache der zuständigen nationalen Regulierungsbehörden und sollte nicht auf EU-Ebene vorgegeben werden. Der Effizienzvergleich ist im Kern ein Kostenvergleich; ob outputorientierte Kriterien wie der Ausbau intelligenter Netze oder die Netzsicherheit einbezogen werden, muss den jeweiligen nationalen Regulierungsbehörden überlassen bleiben. Eine europaweit einheitliche Vorgabe würde die Methodenhoheit der nationalen Regulierungsbehörden einschränken, die zwingend erforderlich ist, um den unterschiedlichen nationalen Gegebenheiten (z.B. der Anzahl der Netzbetreiber) methodisch Rechnung tragen zu können.

Darüber hinaus würden europaweit einheitliche Vorgaben zu einer Gefährdung bestehende, bewährter nationaler Systeme wie die deutsche Anreiz- und Qualitätsregulierung führen. Eine Vermischung könnte dabei beiden Instrumenten schaden: Dem Kostenvergleich, weil er verzerrt würde, und den Indikatoren, weil sie ihre eigentliche Funktion als Fortschrittsmesser verlieren.

- › **BDEW-Forderung:** Die Entscheidung, ob und wie Leistungsindikatoren im Effizienzvergleich der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber berücksichtigt werden, muss bei den nationalen Regulierungsbehörden verbleiben und darf nicht auf EU-Ebene vorgegeben werden.

## Smart-Grid-Indikatoren und Datenaustausch

Gem. Art. 18a sollen intelligente Lösungen zur Optimierung der Netze angereizt werden. Dafür soll ACER den nationalen Regulierungsbehörden Smart-Grid-Indikatoren empfehlen, die die Kommission anschließend per Durchführungsverordnung verbindlich festlegen kann. Aufgrund der großen Heterogenität der europäischen Verteilnetze sollte eine Entwicklung von Smart-Grid-Indikatoren nicht auf europäischer Ebene erfolgen. Für den Verteilnetzbereich sollte dies unter Berücksichtigung der technologischen Gegebenheiten auf nationaler Ebene geschehen, wie in Deutschland bereits in der [Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung](#) erfolgt. Es besteht die Gefahr, dass die von ACER empfohlenen Erhebungen und Indikatoren nicht mit jenen der Festlegung übereinstimmen und im Ergebnis Mehrfachaufwände bei allen Beteiligten entstehen.

Die Smart-Grid-Indikatoren nach Art. 18a sollten weder als Grundlage für den in Art. 18 Abs. 7 geregelten Effizienzvergleich noch für sonstige Bewertungen oder zusätzliche Berichts- und Compliance-Verpflichtungen der Netzbetreiber herangezogen werden dürfen. Ihr Zweck sollte sich auf die reine Fortschrittsmessung beim Ausbau intelligenter Netze beschränken.

Der Begriff „grid data“ (Netzdaten) wird im Verordnungsvorschlag nicht rechtsverbindlich definiert. Art. 18a und die zugehörigen Erwägungsgründe enthalten lediglich beispielhafte Aufzählungen möglicher Datenkategorien, ohne eine abschließende, verbindliche Definition zu liefern. Diese Unschärfe erschwert die Abschätzung des tatsächlichen Erfüllungsaufwands für die Netzbetreiber erheblich. Bereits vorhandene Daten, Formate und Übermittlungswege sind vorrangig zu nutzen. Die Einrichtung neuer Schnittstellen, Datenplattformen oder Echtzeitübertragungen darf nicht allein deshalb verlangt werden, weil diese technisch grundsätzlich möglich wären.

Art. 18a Abs. 4 verpflichtet alle ÜNB und VNB unmittelbar zur Verwaltung und zum Austausch von Netzdaten für den Betrieb intelligenter Netze. Davon zu unterscheiden ist die in Art. 18a Abs. 5 geregelte freiwillige Rahmenvereinbarung zum sicheren Datenaustausch für Forschungs- und Innovationszwecke: Wer sich daran beteiligt, muss die von der Kommission nach Art. 61 Abs. 5b festgelegten technischen, betrieblichen, Cybersicherheits- und Transparenzanforderungen vollständig erfüllen; die Teilnahme an dieser Rahmenvereinbarung selbst bleibt freiwillig. Beide Pflichten erhöhen den finanziellen und administrativen Aufwand der Netzbetreiber mit Blick auf Schnittstellen, Haftungsfragen, Cybersecurity-Anforderungen und Lifecycle Management erheblich. Die geplanten Regelungen lassen dabei die Finanzierung und organisatorische Umsetzung ungeklärt. Von den Regelungen sollte auch vor dem Hintergrund des notwendigen Bürokratieabbaus abgesehen werden.

- › **BDEW-Forderung:** Auf EU-weit harmonisierte Smart-Grid-Indikatoren per Durchführungsverordnung sollte verzichtet werden. Die Ausgestaltung solcher Indikatoren sollte den nationalen Regulierungsbehörden überlassen bleiben. Zugleich ist auf eine Nutzung EU-weiter Smart-Grid-Indikatoren für den in Art. 18 Abs. 7 geregelten Effizienzvergleich der Netzbetreiber oder für sonstige aufsichtliche Bewertungen zu verzichten. Im Verordnungstext sollte eine klare, rechtsverbindliche Definition von „Netzdaten“ und der damit verbundenen Datenaustauschpflichten erfolgen. Anstelle pauschaler Vorgaben sollte der Datenaustausch freiwillig und anwendungsfallbezogen sein; von darüberhinausgehenden, verpflichtenden Datenerhebungen ist abzusehen.

## 5 Delegierte Rechtsakte und Durchführungsverordnungen

Die neuen Absätze 5a und 5b in Art. 61 verschieben die Kompetenzen zugunsten der Kommission. Bislang betrafen Leitlinien vor allem die operative Koordination der Übertragungsnetzbetreiber sowie technisch-organisatorische Grundlagen des Netzbetriebs. Künftig sollen laut Kommissionsvorschlag auch Netzentgeltregelungen, Konsultationsanforderungen, Smart-Grid-Indikatoren und Datennutzungsregeln unionsweit über Delegierte Rechtsakte bzw. Durchführungsverordnungen konkretisiert werden können.

Die Ermächtigungsgrundlage in Art. 61 Abs. 5a wirft erhebliche Fragen auf: Die vorgesehenen weitreichenden Ermächtigungen bieten erhebliche Gestaltungsspielräume, ohne dass deren Reichweite und Notwendigkeit hinreichend konkret begründet werden. Insbesondere die Bezugnahme auf übergeordnete Ziele wie „Harmonisierung“, „öffentliches Interesse“, die Unterstützung und Optimierung des Stromsystems oder die Verfügbarkeit von Daten dürfen nicht zu einer weitgehenden Kompetenzverlagerung auf EU-Ebene zulasten der technischen Expertise nationaler Regulierer führen.

Eine solche Verlagerung würde bedeuten: Zentrale materielle Fragen des Netzentgelt- und Datenregimes können nachgelagert in exekutiven Rechtsakten standardisiert werden. So würde ein Teil der inhaltlichen Auseinandersetzung von nationalen Rechtsetzungs- und Behördenverfahren auf die europäische Ebene verschoben. Für langfristige Netzplanung, Anschlusszusagen, IT-Prozesse und Entgeltkommunikation sind stabile und frühzeitig bekannte Regelungen, die umfassend mit den Stakeholdern konsultiert wurden, besonders wichtig; spätere Detailvorgaben können diesen Planungshorizont beeinträchtigen. Ein europäischer Veränderungsimpuls darf nicht durch nachträgliche Änderungen oder Erweiterung der Regulierung zu Unsicherheit und Beeinträchtigung bestehender Geschäftsmodelle führen. Die Planungssicherheit der Marktteure muss gewahrt bleiben.

- › **BDEW-Forderung:** Die Ermächtigungsgrundlage für Delegierte Rechtsakte nach Art. 61 Abs. 5a ist ersatzlos zu streichen. Durchführungsverordnungen der Kommission sollten ferner auf klar begrenzte technische Punkte beschränkt bleiben. Eine umfassende Verlagerung zentraler Netzentgeltfragen auf die europäische Exekutive ist abzulehnen.

## 6 Energiebesteuerung

Der BDEW unterstützt ausdrücklich das Ziel der Kommission, die Elektrifizierung durch einen geeigneten steuerlichen Rahmen voranzutreiben und Strom steuerlich nicht höher zu belasten als Erdgas. Der Präzisierung bedarf es allerdings beim Umsetzungszeitraum für die Anpassung der Besteuerung von Strom bzw. Gas durch die Mitgliedstaaten. Dies sollte mit einer konkreten Frist eingegrenzt werden. Wie die Netzentgeltregelungen gelten die neuen Vorgaben voraussichtlich ab Inkrafttreten der Novelle. Es bleibt doch unklar, bis wann die europäischen Vorgaben zur Besteuerung national umgesetzt werden müssten.

Weitere Unsicherheit schafft die in Art. 18c Abs. 2 enthaltene Möglichkeit für Mitgliedstaaten, die Umsetzung der neuen Vorgaben aufgrund besonderer nationaler Umstände und nach Genehmigung durch die Kommission verschieben zu können. Die hierfür vorgesehenen Voraussetzungen mitsamt den Kriterien sowie des Zeitpunkts, zu dem die ausschlaggebenden

Umstände nicht länger vorliegen, sind sehr allgemein gefasst. Dies lässt den Mitgliedstaaten erheblichen Spielraum beim Umsetzungszeitpunkt und erhöht die rechtliche wie finanzielle Unsicherheit für Verbraucher. Dies steht im Widerspruch zu den Zielen der Kommission, eine rasche Entlastung der Endverbraucher – insbesondere der Industrie und der Haushalte – bei den Stromkosten sowie eine zügige Elektrifizierung verschiedener Industriezweige zu erreichen.

- › **BDEW-Forderung:** Es bedarf einer konkreten Umsetzungsfrist für Mitgliedstaaten für die Anpassung der Steuern auf Strom und Gas. Von Aufschubmöglichkeiten für die Mitgliedstaaten bei der Umsetzung aufgrund besonderer nationaler Umstände ist mit Verweis auf rechtliche und finanzielle Unsicherheiten und der angestrebten raschen Entlastung von Endverbrauchern abzusehen.

## 7 Netzanschlüsse bei knappen Netzkapazitäten

Der neue Art. 18d Abs. 1 stellt aufbauend auf den europäischen [Leitlinien](#) zu Netzanschlüssen aus dem Jahr 2025 klar, dass neben dem vielfach bisher genutzten „First come, first served“-Prinzip weitere Priorisierungsverfahren zur Anwendung kommen können.

Wichtig ist allerdings, dass sich diese Möglichkeit nicht auf Netzgebiete beschränken darf, in denen bereits Knappheiten bei der Vergabe von Netzanschlüssen aufgetreten sind. Entsprechende Verfahren sollten auch eingesetzt werden können, um bei konkret absehbaren Knappheiten handlungsfähig zu sein. Steigender Bedarf ist oft bereits im Vorfeld absehbar. Wenn in diesen Fällen der Netzausbau zeitlich nicht rechtzeitig erfolgen kann, muss die zur Verfügung stehende knappe Kapazität auch für den erwarteten Bedarf der genannten Nutzergruppen freigehalten werden können, auch wenn noch keine konkreten Netzanschlussbegehren gestellt worden sind. Zudem sollte die Liste der potenziell als prioritär zu behandelnden Kundengruppen noch deutlicher beispielhaft und nicht abschließend ausgestaltet sein.

Eine Priorisierung sollte insbesondere auch nationale und kommunale Transformations- und Dekarbonisierungspläne und damit die Priorisierung nicht nach Nutzergruppen, sondern nach Gründen für die Priorisierung berücksichtigen. Solche Gründe können sein:

- die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Stromsystems;
- bestehende gesetzliche Zielvorgaben für den Ausbau von Erzeugungsanlagen, Energiespeichereinrichtungen und Lasten;
- die Annahmen aus genehmigten Szenariorahmen der Übertragungsnetzbetreiber;
- Bedarfe von Betreibern angrenzender oder nachgelagerter Stromnetze;

- die effiziente Nutzung von Netzverknüpfungspunkten insbesondere durch mehrere Anschlussnutzer z.B. bei Co-Location,
- die Ausweisungen von Flächen in der Flächenplanung und
- die Standortgebundenheit von Anschlussbegehren.

Dies würde auch Anschlusspetenten umfassen, für die Dekarbonisierungspläne gelten, wie z.B. im Verkehrs- und im Wärmesektor. Dies betrifft auch Großwärmepumpen, Elektrodenkessel, flexible Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie Elektrolyseure. Sie sollten vor diesem Hintergrund nach Möglichkeit auch ausdrücklich in die beispielhafte Liste oder in die Erwägungsgründe aufgenommen werden oder könnten alternativ als Anlagen anzusehen sein, die auf der Grundlage gesetzlicher Ziele priorisiert werden sollen.

Den in der Liste von der Kommission genannten Beispielen lässt sich entnehmen, dass sich die Regelung auf Netzanschlussanfragen von Verbrauchern und nicht von Erzeugungsanlagen generell und Erneuerbaren-Anlagen im Speziellen bezieht. Da insbesondere Vorgaben für den Anschluss von Erneuerbaren-Anlagen und Verbrauchsanlagen sowohl in den Entwürfen der Erneuerbaren-Richtlinie als auch in der Strombinnenmarktrichtlinie teils gemeinsam geregelt sind, sollte hier klargestellt werden, ob die Regelung sich neben Verbrauchsanlagen auch auf Erzeugungsanlagen bezieht. Dabei sollte klargestellt werden, dass die Priorisierung, soweit sie Erzeugungsanlagen umfasst, nicht ein Vorrangverhältnis von Verbrauchsanlagen gegenüber Erzeugungsanlagen vorsieht. Klargestellt werden sollte zusätzlich, dass Netzbetreiber ihre gesetzliche Pflicht zum bedarfsgerechten Netzausbau oder zur Schaffung ausreichender Netzananschlusskapazitäten erfüllen müssen und die Möglichkeit zur Priorisierung an dieser bestehenden Pflicht zum bedarfsgerechten Netzausbau nichts ändert.

Der BDEW geht davon aus, dass mit den Beispielen „public sector“ und „social services“ die „Services of General Interest (SGI)“ bzw. „Services of General Economic Interest (SGEI)“ im Sinne von Art. 14 AEUV und Protokoll Nr. 26 zum Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) gemeint sind, die sowohl wirtschaftliche als auch nichtwirtschaftliche Tätigkeiten umfassen. Dies sollte in der Liste oder in den Erwägungsgründen ergänzt werden.

Der BDEW merkt an, dass die Regelung dieser Punkte zu Netzanschlussverfahren in der Strombinnenmarktverordnung auch rechtssystematisch nicht sinnvoll erscheint. Grundsätzlich wären diese Punkte in die Strombinnenmarktrichtlinie aufzunehmen, unter anderem, um der Umsetzung durch die Mitgliedsstaaten mehr Raum zu geben.

- › **BDEW-Forderung:** Die Regelung sollte klarstellen, dass die Möglichkeit zur Privilegierung nicht nur für Nutzergruppen, sondern auch anhand von bestimmten Gründen möglich ist (z.B. effiziente Netzanschlussnutzung, Erfüllung gesetzlicher Vorgaben zur Transformation bestimmter Sektoren, Gewährleistung der Sicherheit- und Stabilität des Energiesystems)

bzw. des Netzes). Sie sollte auch klarstellen, dass sie sich ausschließlich auf den Verbrauch bezieht und die Netzausbauverpflichtung von der Möglichkeit zur Priorisierung nicht berührt wird. Die Möglichkeit zur Priorisierung muss auch bestehen, wenn die Knappheit bereits konkret absehbar ist, durch Netzausbaumaßnahmen aber nicht rechtzeitig Abhilfe geschaffen werden kann.