

# Stellungnahme der E.ON SE zu den Festlegungsentwürfen eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber [GBK-25-01-1#2]

Die Stellungnahme wird für folgende Netzbetreiber abgegeben:

- Avacon Netz GmbH, Schillerstraße 3, 38350 Helmstedt
- Avacon Hochdrucknetz GmbH, Schillerstraße 3, 38350 Helmstedt
- Bayernwerk Netz GmbH, Lilienthalstr. 7, 93049 Regensburg
- E.DIS Netz GmbH, Langewahler Str. 60, 15517 Fürstenwalde/Spree
- energis-Netzgesellschaft mbH, Heinrich-Böcking-Straße 10-14, 66121 Saarbrücken
- Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, Industriestraße 10, 06184 Kabelsketal
- Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH, Industriestraße 10, 06184 Kabelsketal
- Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas HD mbH, Industriestraße 10, 06184 Kabelsketal
- Schleswig-Holstein Netz GmbH, Schlesweg-HeinGas-Platz 1, 25451 Quickborn
- LEW Verteilnetz GmbH, Schaezlerstraße 3, 86150 Augsburg
- Syna GmbH, Ludwigshafener Straße 4, 65929 Frankfurt
- VSE Verteilnetz GmbH, Heinrich-Böcking-Str. 10-14, 66121 Saarbrücken
- Westnetz GmbH, Florianstraße 15-21, 44139 Dortmund

Für Rückfragen und Diskussionen unserer Positionen stehen wir Ihnen jederzeit sehr gerne für ein vertiefendes Gespräch zur Verfügung.

Freundliche Grüße

E.ON SE

Dr. Stefan Richter



Thomas Twickler



## Ungleichbehandlung zwischen ÜNB und VNB vermeiden

Der vorliegende Festlegungsentwurf zum Regulierungsrahmen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) trägt der veränderten Realität des Stromsystems Rechnung. Die Bundesnetzagentur erkennt an, dass eine dynamisch wachsende, systemkritische Versorgungsaufgabe eine kostennahe Regulierung ohne Effizienzdruck erfordert.

Kernargument sind die großen Investitionsvolumina der ÜNB. Diese regulatorische Logik ist jedoch strukturell, finanziell und von der Relevanz für das Gesamtsystem nicht auf die ÜNB beschränkt. Auch große Verteilnetzbetreiber (VNB) stehen vor einem historisch einmaligen Aufgaben-, Verantwortungs- und Investitionsaufwuchs. Während die vier Übertragungsnetzbetreiber bis 2045 voraussichtlich mindestens 320 Mrd. € (Festlegungsentwurf, S. 48) in ihre Netze investieren werden, werden die Verteilnetzbetreiber selbst nach der eigenen Prognose der BNetzA im gleichen Zeitraum voraussichtlich mindestens 237 Mrd. € (Monitoringbericht 2025, S. 19) in ihre Netze investieren. Nach unabhängigen Prognosen werden die VNB-Investitionen noch deutlich höher angegeben (z.B. Hans-Böckler-Stiftung, 12/2024: 323 Mrd. € bis 2045.)

Obleich vielfach vorgetragen, veranlassen uns die hervorgehobene Behandlung der ÜNB und dort enthaltene begrüßenswerte Ansätze dazu, nochmals zu betonen: Die Energiewende findet maßgeblich auf Verteilnetzebene statt; dort konzentrieren sich Anschluss, Integration und Systemsteuerung erneuerbarer Energien, Elektromobilität, Wärmepumpen sowie weitere Sektorkopplungsanwendungen. Und dies alles im Massenkundengeschäft und damit verbundenen Massenprozessen. So ist beispielweise an den Netzen der E.ON-Gruppe mehr erneuerbare Erzeugungsleistung angeschlossen als an allen anderen Netzen in Deutschland zusammen – einschließlich der Übertragungsnetze.

Vor diesem Hintergrund können ÜNB- und VNB-Regulierung nicht isoliert voneinander weiterentwickelt werden. Dies gilt insbesondere in den Bereichen und für diejenigen VNB, die vergleichbare Investitions- und Finanzierungsaufgaben zu stemmen haben und von deren Aufgabenerfüllung das Funktionieren des Gesamtsystems vergleichbar abhängig ist, wie dies bei den ÜNB anerkanntermaßen der Fall. Es geht dabei nicht um identische Regelwerke, sondern um eine gleichwertige regulatorische Unterstützung vergleichbar stark in Anspruch genommener Verteilnetzbetreiber bei vergleichbaren Transformationsanforderungen. Dies betrifft vor allem vergleichbare Möglichkeiten der Erreichbar- und Übertreffbarkeit von Regulierungsvorgaben, konsistente Refinanzierungsbedingungen sowie Leistungsanreize.

### **1. Einordnung des Festlegungsentwurfs**

Das neu eingeführte Jährlichkeitsprinzip sichert für die ÜNB künftig ab, dass Kostenentwicklungen infolge von Aufgabenwachstum zeitnah regulatorisch berücksichtigt werden. Gleichzeitig wird auf einen Effizienzvergleich sowie auf die Überprüfung von sektoralen Input- und Produktivitätsunterschieden verzichtet.

Diese Logik entspricht der tatsächlichen Struktur der ÜNB-Versorgungsaufgabe. Pauschale Produktivitätsannahmen würden hier zu einer systematischen Unterdeckung führen und Investitions- sowie Systemsicherheitsrisiken erzeugen. Die Bundesnetzagentur stellt damit zutreffend auf die Exogenität wesentlicher Kostenbestandteile ab.

### **2. Relevanz der Entwurfslogik für Verteilnetzbetreiber**

Die strukturellen Gründe, die diese Regulierung für ÜNB rechtfertigen, treffen in den wesentlichen Punkten auch auf große VNB zu. Die Versorgungsaufgabe der Verteilnetze ist nicht statisch, sondern durch nachhaltiges Aufgabenwachstum geprägt. Netzausbau, Digitalisierung, Flexibilitätsintegration, Redispatch-Verantwortung und neue Systemsteuerungsaufgaben führen zu steigenden, nur eingeschränkt beeinflussbaren Kosten.

### 3. Bewertung einzelner Instrumente des Entwurfs

#### Refinanzierungsbedingungen

Bei der kalkulatorischen Kapitalverzinsung darf es keine sachlich nicht gerechtfertigte Ungleichbehandlung zwischen ÜNB und VNB geben. Beide Kategorien von Netzbetreibern agieren auf denselben Kapitalmärkten, konkurrieren um dieselben Investoren und sind denselben Zinsbedingungen ausgesetzt. Unterschiedliche regulatorische Refinanzierungsbedingungen für kapitalintensive und kapitalmarktaktive VNB führen daher zu Wettbewerbsverzerrungen zwischen ÜNB und solchen VNB auch im Wettbewerb um Investitionsmittel und bei der Kapitalbeschaffung. Große VNB beschaffen Kapital nicht lokal oder regional, sondern wie die ÜNB weltweit. Dabei erschließen VNB zugunsten anderer Netzbetreiber (also auch zugunsten der ÜNB) z.T. als erste neue, bisher fernliegende Kapitalmärkte: So hat E.ON soweit ersichtlich als erster deutscher Netzbetreiber Kapital auch auf dem australischen Markt beschafft. Diese Kapitalbeschaffungsvorgänge und -notwendigkeiten sind völlig transparent und bspw. von E.ON auch genau und transparent dokumentiert. Diese Fakten nicht zu berücksichtigen, und kapitalmarktaktive VNB abweichend zu behandeln, würde das Vertrauen in die Verlässlichkeit des Regulierungsrahmens schwächen.

Dies droht aber: Methodisch sollten für ÜNB und VNB die gleichen Grundsätze der Kapitalverzinsung gelten. Besonders problematisch ist die derzeit noch vorgesehene Schlechterstellung der VNB beim kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatz für Bestandsanlagen: Während dieser bei ÜNB in einem Regelprozess regelmäßig aktualisiert wird, würde bei VNB eine stark vergangenheitsbezogene Betrachtung in der 5. Regulierungsperiode zu einer strukturellen Unterdeckung führen. Ein sachlicher Grund hierfür ist nicht erkennbar. Um eine marktgerechte Fremdkapitalaufnahme sicherzustellen, ist daher mindestens für kapitalmarktaktive VNB eine Dynamisierung der kalkulatorischen Fremdkapitalzinsen für den Bestandsanteil erforderlich. Planungssicherheit hierzu muss vor den Einzelfestlegungen geschaffen werden. Strukturelle Unterdeckungen beim Fremdkapitalzins beispielsweise für kapitalmarktaktive VNB sind weder rechtlich/regulatorisch zu rechtfertigen noch zu akzeptieren.

**Übertragbarkeit auf VNB:** Die methodischen Grundsätze der Kapitalverzinsung – insbesondere eine marktnahe, aktuelle Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes auch für den Bestandsanteil – sind aus Gründen der Kapitalmarktconsistenz und Wettbewerbsneutralität gleichermaßen auf VNB anzuwenden.

#### Jährlichkeitsprinzip und Plankostenansatz

Die im Festlegungsentwurf vorgesehene jährliche Plankostenermittlung für ÜNB adressiert zutreffend das Problem stark dynamischer Kostenstrukturen und vermeidet Verzögerungen bei der Kostenanerkennung. Ein vergleichbarer Anpassungsbedarf besteht auch bei VNB. Das Problem liegt weniger im Budgetprinzip selbst als in dessen für VNB vorgesehenen Ausgestaltung, insbesondere im Zeitverzug beim VPI und der Anwendung eines pauschalen sektoralen Produktivitätsfaktors. Beides hat in der Vergangenheit und droht auch in der Zukunft (zusätzlich zu der drohenden Unterdeckung beim FK-Zins, s.o.) zu strukturellen Unterdeckungen zu führen, da genehmigte betriebsnotwendige Kosten nicht sachgerecht an die tatsächlichen Preis- und Kostenentwicklungen angepasst wurden und voraussichtlich werden. Die im ÜNB-Entwurf zugrunde gelegten Maßstäbe zur Anerkennung von Plankosten sind daher grundsätzlich auch zu beachten, um im Budgetregime der VNB eine sachgerechte, zeitnahe Kostenanpassung sicherzustellen. Allerdings wird anerkannt, dass das Jährlichkeitsprinzip aufgrund der großen Anzahl der VNB kapazitativ nicht umsetzbar ist. Die für die VNB vorgesehene OPEX-Anpassung kann die Entwicklung der Versorgungsaufgabe allerdings nur in einer Methodik ohne Zeitverzug und bei Anwendung über die 5. RP hinaus, adäquat und dauerhaft berücksichtigen. Insofern sei darauf hingewiesen, dass die VNB derzeit mit einer „Inflation“ von Zeitverzügen konfrontiert werden, die nicht individuell und erst recht nicht in dieser Kumulation rechtfertigt werden können (z.B. VPI-Zeitverzug, OPEX-Anpassung-Zeitverzug, Rückstellungen für Stilllegung).

**Übertragbarkeit auf VNB mit ebenfalls erheblichen Kostenänderungen:** Die der jährlichen Plankostenermittlung folgende Logik einer zeitnahen Berücksichtigung gesicherter Kostenänderungen sowie die Beseitigung von

Zeitverzögerungen durch VPI-Nachlauf und Verzicht auf eine erfahrungsgemäß nicht passende Korrektur durch einen Xgen ist systematisch auch im Budgetregime der VNB umzusetzen.

### Unterschiedliche regulatorische Modelle zur Behandlung von Redispatch

Die im Entwurf vorgesehene unterschiedliche Behandlung von Redispatchkosten für ÜNB und VNB führt zu einer sachlich nicht gerechtfertigten Ungleichbehandlung. Während ÜNB über ein Bonussystem Anreize zur Reduzierung von Redispatchmengen erhalten, sollen VNB – trotz vergleichbarer Systemfunktion insbesondere auf Hochspannungsebene – über den Effizienzvergleich künftig wirtschaftliche Risiken tragen, die nicht in ihrem Verantwortungsbereich liegen. Ursachen für Redispatch liegen häufig netzebenenübergreifend und sind durch EE-Zubau, Lastflussumkehr, Genehmigungsprozesse und Ausbauabhängigkeiten geprägt. Gerade große Flächen-VNB mit hohem EE-Anschluss übernehmen zunehmend Transport- und Systemfunktionen, die strukturell denen der ÜNB ähneln. Eine einseitige Belastung der VNB schwächt die gemeinsame Systemverantwortung, setzt Fehlanreize zwischen Netzbetreibern und erschwert eine gesamtsystemische Reduktion der Redispatchkosten. Dabei muss die BNetzA – ebenso wie es der Gesetzgeber oder Verordnungsgeber unstreitig müsste – in der auf sie delegierten Rechtssetzungskompetenz durch Festlegungen auch dem Grundsatz der **Widerspruchsfreiheit der Rechtsordnung** genügen: Dies ist jedenfalls bei Redispatch nicht der Fall, wenn Netzbetreibergruppen (z.B. überregionale VNB des E.ON-Konzerns) **zu Unrecht und neu ab der 5. Regulierungsperiode mit Redispatch-Kostenrisiken über den Effizienzvergleich belastet werden**, während andere Netzbetreibergruppen zu Recht Bonusopportunitäten erhalten – diese ausdrücklich begrüßenswerten Bonus-Opportunitäten für ÜNB sollten daher auch redispatch-belasteten VNB eingeräumt werden.

**Übertragbarkeit auf VNB:** Leistungs- und Anreizmechanismen zur Reduzierung von Redispatchmengen sind netzebenenübergreifend auszugestalten; VNB dürfen bei systemisch bedingten Redispatchkosten weder einseitig dem Effizienzdruck unterworfen noch von positiven Anzelementen ausgeschlossen werden.

### Leistungsanreize auch für VNB

Ein weiterer zentraler Aspekt betrifft die Weiterentwicklung von Leistungsanreizen. Der Festlegungsentwurf für die ÜNB verdeutlicht, dass regulatorische Steuerung in einer Phase hoher Systemdynamik nicht allein über pauschale Effizienzvorgaben erfolgen kann, sondern stärker an **systembezogener Leistungsfähigkeit auszurichten ist**. Vor diesem Hintergrund sollte auch für Verteilnetzbetreiber geprüft werden, wie Leistungsanreize um kooperative und skalierungsorientierte Elemente ergänzt werden können. Das Konzept eines Leistungs- und Skalierungselements (LSE) zielt darauf ab, branchenweit nutzbare Vorleistungen – etwa Standards, Konzepte oder Umsetzungsleitfäden – arbeitsteilig durch Netzbetreiber zu entwickeln, die entsprechende Kompetenzen und Ressourcen kurzfristig aufbringen können, die die Ergebnisse dann allen Netzbetreibern zugänglich zu machen. Damit werden Effizienzgewinne durch Skalierung und Effektivitätsgewinne durch die koordinierte Entwicklung bislang fehlender Lösungen miteinander verbunden und die Energiewendekompetenz der Branche insgesamt gestärkt.

**Übertragbarkeit auf VNB:** Leistungsanreize sollten regulatorisch implementiert werden, mit dem Ziel, die branchenweite Energiewendekompetenz systematisch aufzubauen, beispielsweise durch das Leistungs- und Skalierungselement (LSE).

## **4. Schlussfolgerungen**

Bereits in unseren Stellungnahmen zu den Tenorierungen vom 16.01.2025 haben wir auf die wachsenden Anforderungen an Verteilnetzbetreiber, die Bedeutung investitionsorientierter Regulierung und einseitig drohende Verschlechterungen für VNB hingewiesen. Die nun im ÜNB-Festlegungsentwurf konkretisierte Regulierungslogik bestätigt, dass stark wachsende, systemkritische Aufgaben eine dynamische, kostennahe Regulierung erfordern. Diese Regulierungslogik ist zutreffend und zu unterstützen – sie hört aber eben nicht einfach unterhalb der 380 kV-Netzebene auf, sondern setzt sich dort, namentlich im 110 kV-Netz fort.

Zusammenfassend ergeben sich folgende zentrale Einsichten und regulatorische Schlussfolgerungen:

- **ÜNB- und VNB-Regulierung** können angesichts vergleichbarer Transformationsanforderungen **nicht isoliert voneinander** weiterentwickelt werden.
- Die **strukturellen Herausforderungen der VNB sind denen der ÜNB heute grundsätzlich vergleichbar**. Dies gilt insbesondere in den Bereichen und für diejenigen VNB, die vergleichbare Investitions- und Finanzierungsaufgaben zu stemmen haben und von deren Aufgabenerfüllung das Funktionieren des Gesamtsystems vergleichbar abhängig ist, wie dies bei den ÜNB anerkanntermaßen der Fall.
- Die **Energiewende findet in wesentlichem Umfang auf Verteilnetzebene** und dies sogar im erheblich sensiblen Massenkundengeschäft **statt**.
- **VNB benötigen regulatorische Rahmenbedingungen**, die ihre klar erkennbaren **Kapitalbeschaffungsbedürfnisse abbilden und diesen sachgerecht Rechnung tragen**; dies gilt namentlich für kapitalmarktaktive VNB. Wenn VNB weltweit an Kapitalmärkten Investitionsmittel beschaffen, müssen diese Kosten ebenso wie bei ÜNB zweifelsfrei als effiziente Kosten anerkannt und erstattet werden.
- **Der Exogenität wesentlicher Kosten muss auch bei VNB Rechnung getragen werden**, insbesondere bei Redispatch-Kosten – Bonus-Opportunitäten insbesondere bei Redispatch müssen auch betroffenen VNB eingeräumt werden.
- Es geht nicht um identische Regelwerke, sondern um eine **gleichwertige regulatorische Unterstützung aller Netzebenen**.
- Daher gilt: **Geeignete Ansätze aus dem ÜNB-Regelungsrahmen sollten systematisch auf ihre Übertragbarkeit zugunsten der VNB geprüft werden**.
- **Leistungsanreize sollten regulatorisch so ausgestaltet werden**, dass der branchenweite Aufbau von Energiewendekompetenz durch Kooperation, Standardisierung und arbeitsteilige Vorleistungen gezielt gefördert wird, beispielsweise über ein **Leistungs- und Skalierungselement (LSE)**.

Die folgenden Kapitel vertiefen diese Punkte themenspezifisch:

### 1. Refinanzierungsbedingungen

Hinsichtlich der kalkulatorischen Kapitalverzinsung bzw. der regulatorischen Refinanzierungsbedingungen darf es **keine Ungleichbehandlung zwischen ÜNB und VNB** geben, da sie auf denselben (Finanz-)Märkten für Kapital agieren und um dieselben Investoren und Kapitalgeber „konkurrieren“. Das trifft insbesondere auf die E.ON SE und ihre Netzbetreiber zu. Die E.ON SE richtet sich an dieselben (potentiellen) Investoren und auch die Finanzierung erfolgt über vergleichbare Instrumente am Anleihenmarkt, wie bei den ÜNB. Eine regulatorische Ungleichbehandlung führt daher zu Wettbewerbsverzerrungen bzw. -nachteilen und gefährdet das Gelingen der Energiewende und die notwendige Transformation des Energiesystems (die besondere Rolle der E.ON Verteilnetzbetreiber haben wir oben bereits dargelegt).

Zudem führt eine Ungleichbehandlung (entgegen den Zielen zur Einführung des WACC-Modells) zu Intransparenz und Komplexität, was das Vertrauen in die Verlässlichkeit des regulatorischen Rahmens für Investoren und Kapitalgeber wiederum verringert.

Es ist aus unserer Sicht sachgerecht, dass für ÜNB und VNB gleichermaßen die bisher durch die BNetzA festgelegten Rahmenbedingungen insb. die Methodenfestlegung Kapitalverzinsung (GBK-25-02-3#1) gelten. Dies ist auch dem zu Grunde gelegten theoretischen Modell des CAPM immanent.

Die Kritikpunkte, die wir als E.ON SE in den vorangegangenen Konsultationsprozessen geäußert haben, insbesondere zur Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung, gelten daher auch weiterhin und sollten

im Rahmen der Einzelfestlegung berücksichtigt werden, um einen wettbewerbsfähigen Eigenkapitalzinssatz für alle Netzbetreiber zu gewährleisten.

Nicht sachgerecht ist hingegen die beabsichtigte Ungleichbehandlung bzw. Schlechterstellung der VNB bei der Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes für Bestandsanlagen, sie führt zu oben genannter Wettbewerbsverzerrung.

Unsere Kritik anerkennt ausdrücklich die Rahmenbedingungen für ÜNB. Wir fordern daher ausschließlich, auch für VNB nach dem Wegfall der bisherigen pagatorischen Anerkennung einen marktgerechten kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatz für den Bestand sicherzustellen! Dass dies auch aus Sicht von Investoren und Analysten ein kritischer Punkt des neuen Regulierungsrahmens ist, hat der „BNetzA Investor Webcast on the Future Regulation of Transmission System Operators in Germany“ zum ÜNB-Regulierungsrahmen vom 21.1.2026 deutlich gezeigt. Die klare Erwartungshaltung seitens Investoren und Kapitalmarkt ist eine marktbasiertere und faire Erstattung der Fremdkapitalkosten ohne signifikantes Risiko einer Unterdeckung. Die ist für VNB nicht gegeben, wie wir in unseren vorangegangenen Stellungnahmen deutlich aufgezeigt haben. Die Bundesnetzagentur muss hier anerkennen, dass theoretische Überlegungen zu VNB-Finanzierungen dann nicht angewandt werden können, wenn Realitäten an den Kapitalmärkten transparent erkennbar davon abweichen – dies ist namentlich für die kapitalmarktaktiven Verteilnetzbetreiber der E.ON Gruppe der Fall.

Um Fremdkapital im erforderlichen Umfang zu beschaffen, muss die E.ON SE bzw. ihre Netzbetreiber dieselben Anstrengungen unternehmen, wie die ÜNB und sieht sich dabei mit denselben Marktkonditionen, insbesondere den selben Zinsniveaus konfrontiert, die sie nicht beeinflussen kann.

Wie die Marktbedingungen sind auch die juristischen Grundlagen und regulierungstheoretischen Anforderungen an die Bestimmung der kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes für ÜNB und VNB identisch. Dies geht auch aus den Ausführungen und Begründungen der BNetzA zur Methodenfestlegung Kapitalverzinsung (GBK-25-02-3#1) und der Festlegung eines Regulierungsrahmens für ÜNB (z.B. RN 272 and 273) hervor.

Somit liegt kein sachgerechter Grund für eine unterschiedliche Behandlung bzw. regulatorische Schlechterstellung der VNB im Vergleich zu den ÜNB vor. Diese Ungleichbehandlung ist nicht nur theoretischer Natur, sondern führt in der Realität dazu, dass durch die rein vergangenheitsbezogene Betrachtung über den 7-jährigen Durchschnitt bei den VNB für den Bestand auf Basis unserer Berechnungen eine strukturelle Unterdeckung von ca. 1%-Punkt resultiert, während ÜNB diese Form der Unterdeckung (richtigerweise!) nicht fürchten müssen, da kalkulatorische Fremdkapitalkostensatz jährlich aktualisiert wird (u.a. RN 271). Auch die in Aussicht gestellte, mögliche Gewichtung anhand von Investitionsvolumina, migriert dieses eklatante (auch von Investoren und Analysten wahrgenommene.) Risiko nicht.

Wir fordern daher, auch im Regulierungsrahmen für VNB eine entsprechende Dynamisierung bzw. Aktualisierung der kalkulatorischen Fremdkapitalzinsen für den Bestand vorzusehen. Denn dieser macht den überwiegenden Anteil der regulatorischen Verzinsungsbasis aus. Dazu haben wir im vorangegangenen Konsultationsprozess eine Vielzahl von praktikablen Vorschlägen gemacht und stehen weiterhin jederzeit für einen Dialog zur Verfügung. Die von uns mehrfach geforderte Planungssicherheit dazu muss zwingend vor den konkreten Einzelfestlegungen geschaffen werden. Wir betonen dabei ausdrücklich, dass wir auch eine „Reparatur“ bereits in Kraft getretener Regelungen anregen (Festlegungsänderung), wenn diese es ermöglichen, einen Erkenntnisgewinn der BNetzA gerade durch die jüngsten Investoren-Kontakte umzusetzen: Dies dürfte insbesondere mit Blick auf die Dynamisierung der kalkulatorischen Fremdkapitalzinsen für den Bestand der richtige Weg sein. Denn wie bei den ÜNB ist auch bei den VNB eine Dynamisierung ein sehr einfacher und marktnaher Ansatz, um strukturelle Unterdeckungen wirksam und fair für Kunden und Netzbetreiber zu vermeiden.

## 2. Jährliche Plankostenermittlung der ÜNB - Entfall Zeitverzug bei der Kostenweitergabe auch für VNB nötig

Der von der Regulierungsbehörde geplante Wechsel der Kosten- und Erlösbestimmung für ÜNB vom Budget- auf die jährliche Plankostenermittlung soll, der sich stark ändernde Kosten-Struktur der Netzbetreiber Rechnung tragen. Dies berücksichtigt ein wesentliches, auch für VNB, relevantes Problem, welches allerdings weniger dem Budgetprinzip selbst, sondern eher dessen aktueller und teilweise auch künftig geplanter Ausgestaltung durch die Bundesnetzagentur geschuldet ist.

Das für VNB neu eingeführte Element der OPEX-Anpassung ist grundsätzlich geeignet, Änderungen der Versorgungsaufgabe zu berücksichtigen. Das Anpassungselement darf jedoch nicht nur auf die fünfte Regulierungsperiode beschränkt werden und muss ohne Zeitverzug Anwendung finden, um Änderungen der Versorgungsaufgabe adäquat und dauerhaft berücksichtigen zu können. Auch muss bei den VNB jederzeit eine Öffnung für die Anerkennung von Plankosten außerhalb des Budgetprinzips z.B. im Zuge neuer gesetzlicher Verpflichtungen ermöglicht werden, die über die Änderung der Versorgungsaufgabe hinaus gehen.

Die jährliche Plankostenermittlung für die ÜNB löst auch das Problem des Zeitverzugs beim Verbraucherpreisgesamtindex (VPI) und der nicht sachgerechten Schätzung eines sektoralen Produktivitätsfaktors, bei denen bislang im Verteilnetzbereich aber keine konstruktiven Bemühungen der Behörde erkennbar waren. Die Vermutung vermeintlicher Basisjahreffekte darf nicht dazu führen, dass einmal durch die Regulierungsbehörde auf Betriebsnotwendigkeit geprüfte und genehmigte Kosten nicht einer sachgerechten Anpassung auf die jeweiligen Gegebenheiten des jeweiligen Jahres der Regulierungsperiode erfahren.

Aufgrund des Zeitverzugs sind den Verteilnetzbetreibern bislang erhebliche Nachteile entstanden, die auch nicht durch die Inflationierung der Kapitalkosten ausgeglichen wurden. Überprüft man die erfolgte Erlösanpassung auf Grundlage der Malmquistveröffentlichung Xgen Strom 4. Regulierungsperiode und einem plausiblen Kapitalkostenanteil von 1/3 sowie einem Kapitalkostenabzug von 4% p.a. zeigt sich, dass die bisherige Kosteninflationierung mit Zeitverzug nur sehr unvollständig erfolgt. Aufgrund des Zeitverzugs kam für die Kostenanpassung in der Erlösobergrenze 2019 nicht der dort relevante VPI von 99,5 zur Anwendung, sondern der VPI aus dem Jahr 2017 in Höhe von 96,4 in Bezug zum Basisjahr mit einem Wert von 95. Daraus folgt, dass allein für dieses Jahr eine zu geringe Kostenanpassung von 335m€ erfolgt ist. Der Nachteil kumuliert sich über die Regulierungsperiode auf in Summe 3.384m€. Selbst wenn man die CAPEX-Inflationierung, wie von der BNetzA in der RAMEN-Festlegung künftig festgelegt, unberücksichtigt lässt, beträgt der Nachteil für die OPEX 2.428 m€. Die für die 3. Regulierungsperiode in der Erlösobergrenze enthaltene Kapitalkosteninflationierung in Höhe von 657 m€ konnte diesen Nachteil nicht annähernd ausgleichen.

Anhand der bisherigen Berechnungen der Behörde ließen sich bislang zudem keine Besonderheiten der Netzbetreiber gegenüber der Gesamtwirtschaft nachweisen. Die ex-post Evaluierung der bisherigen Xgen-Prognosen der Bundesnetzagentur aus dem Referenzbericht Anreizregulierung, aber auch die festgelegten Werte zum Xgen zur 3. und 4. Regulierungsperiode Strom zeigen zudem deutlich, dass die Schätzungen für den Xgen mit extremen Prognosefehlern einhergegangen sind. In der Methodenfestlegung der Bundesnetzagentur sind, trotz Forderung der Branche, auch keinerlei Nachweise hinterlegt, dass die Änderung der Preis- und Produktivitätsentwicklung durch die Korrektur durch einen Xgen in der Vergangenheit besser abgebildet werden konnte, als durch die alleinige Verwendung der allgemeinen Preisentwicklung (VPI) ohne Zeitverzug.

Zusammenfassend begrüßen wir, dass **für die ÜNB das Problem sich ändernder Kostenstrukturen gelöst werden soll. Gleichzeitig ist es inakzeptabel, die nicht auch für die VNB zu tun.** Dabei ist eine Lösung innerhalb des Budgetprinzips durch eine sachgerechte Ausgestaltung des Elementes der OPEX-Anpassung (ohne Zeitverzug und dauerhaft), die Beseitigung des Zeitverzugs beim VPI sowie den Verzicht auf einen Xgen (bzw. dessen Verwendung nur im Ausnahmefall, falls nachgewiesene Besonderheiten prognostiziert und korrigiert werden müssen) für Verteilnetzbetreiber ebenso möglich und notwendig.

### 3. Unterschiedliche regulatorische Modelle zur Behandlung von Redispatch

Die BNetzA sieht gemäß Ziffer 14 für Übertragungsnetzbetreiber Beschleunigungsanreize für eine Verringerung der Gesamtmenge an Redispatchmengen vor und möchte Übertragungsnetzbetreibern hierfür einen Aufschlag gewähren. Wir begrüßen dies ausdrücklich für die ÜNB. Eine solche Möglichkeit muss allerdings dann auch für VNB eingeräumt werden – ansonsten würde für VNB eine, auch volkswirtschaftlich, nachteilige Ungleichbehandlung geschaffen, wenn diese im Effizienzvergleich durch den Einbezug von Redispatchkosten bestraft werden sollen.

Aktuell liegen die Ursachen für **Redispatchmaßnahmen auf der Verteilerebene im Wesentlichen im Hochspannungsnetz**. Die Legaldefinition des Begriffs **"Übertragung" gemäß § 3 Nr. 32 EnWG** bezieht sich ausdrücklich auf die Höchst- und Hochspannungsebene, was verdeutlicht, dass auch nach dem Willen des Gesetzgebers hier hinsichtlich der Aufgaben aus dem Redispatch **kein wesentlicher Unterschied** zwischen ÜNB und VNB besteht. Auch der Ausbau von Hochspannungsleitungen unterliegt denselben Genehmigungsanforderungen wie die Übertragungsnetzebenen, § 43 Absatz 1 Nr. 1 EnWG (Planfeststellung). Hier stehen wir in direktem Wettbewerb um die ohnehin schon knappen personellen und finanziellen Ressourcen für den Netzausbau. Finanzielle Anreize nur bei den ÜNB würde diesen **Wettbewerb zulasten der HS-Netzbetreiber** nochmal deutlich beeinträchtigen.

Die VNB sind für die Verteilung der elektrischen Energie auf regionaler Ebene zuständig. Die Energiewende führt dabei zu einer grundlegenden Transformation des deutschen Energiesystems. Nicht ausschließlich, aber gerade die Flächennetze der VNB nehmen regional erzeugte erneuerbare Energie (EE) auf, um sie für den überregionalen Weitertransport zuzuführen. Technisch wird dies an der Lastflussumkehr in den betroffenen Regionen messbar. So hat insbesondere die Hochspannungsebene einen reinen Transportcharakter – analog dem ÜNB-Netz. Auch **die VNB müssen die Netzstabilität sichern**.

Darüber hinaus ist hervorzuheben, dass auf der Verteilnetzebene nur eine geringe Anzahl von VNB, **die in ihrem Verantwortungsbereich den ÜNB wesentlich näherstehen** als dem übrigen Teil der VNB, von Redispatch betroffen sind. Hier sind namentlich die VNB der E.ON-Gruppe hervorzuheben, die zusammen mehr als 50 % der in Deutschland installierten EE-Leistung (in Bezug auf alle Netze, d.h. Übertragungs- und Verteilnetze) an ihre Netze angeschlossen haben. Diese Anschlussverteilung kann bereits aus Rechtsgründen nicht ermessensfehlerfrei unberücksichtigt bleiben. Diese **fehlende Gleichartigkeit** auf Verteilnetzebene wird zudem auch an den veröffentlichten Einspeisekennziffern (Verhältnis eingespeister EE-Menge zu verbrauchter Menge) der BNetzA sichtbar.

Die Redispatchkostenregelung für **ÜNB** sieht nun ein **Bonussystem** vor, das ihnen zusätzliche Renditen gewährt, sofern sie eine Kostenersparnis durch die Reduzierung der Redispatchmengen erzielen können. **Hingegen sind die VNB (insbesondere EE-integrierende Flächennetzbetreiber) unverhältnismäßigen wirtschaftlichen Risiken ausgesetzt**, obwohl sie aufgrund des enormen Anschlusshochlaufs von EE-Anlagen und der damit einhergehenden Transformation der Verteilernetze keine Einflussnahme auf diese Kosten haben.

Dies führt zu einer **Ungleichbehandlung** bei der Behandlung der Redispatchkosten. Während die **ÜNB keine negativen Konsequenzen** zu befürchten haben, müssen die **VNB die wirtschaftlichen Risiken** tragen, obwohl auch hier **kein schuldhaftes Verhalten bzw. keine Beeinflussungsmöglichkeit zu erkennen ist**.

Die avisierte Regelung **führt somit in der Konsequenz zu einer doppelten Diskriminierung der VNB**. Eine faire Regulierung sollte die Risiken auch für VNB gleichermaßen vermeiden.

**Zusammenfassend erachten wir die unterschiedliche Behandlung von Redispatchkosten für ÜNB und VNB als nicht sachgerecht und insbesondere in der „sehenden Auges“ aktiv eingeführten Ungleichbehandlung von ÜNB und VNB auch rechtlich und regulatorisch für nicht zu rechtfertigen**. Insbesondere den Flächennetzen, in denen der Großteil der dezentralen Einspeisung erneuerbarer Energien stattfindet, haben ihren früheren

Verteilungscharakter im Zuge der Transformation des Energiesystems regional teilweise schon lange verloren bzw. werden diesen absehbar verlieren. Diese Netze dienen analog dem ÜNB-Netz dem (Ab-) Transport dezentral erzeugter erneuerbarer Energie. Die angedachte Ungleichbehandlung begründet die Gefahr, dass ÜNB und VNB nicht mehr, wie bislang, gemeinschaftlich versuchen, Redispatchkosten in Summe zu begrenzen und, wenn möglich zu reduzieren, sondern einzeln versuchen, individuelle Aufschläge zu erreichen bzw. Pönalen zu vermeiden. Ein gegenseitiges Zuschieben von Verantwortlichkeiten ist dabei der Vermeidung von Redispatchkosten in Summe jedoch nicht dienlich – wir sind daher für gleiche Lösungen auf Augenhöhe für redispatchbelastete ÜNB und VNB. Es ist notwendig die Begrenzung und Reduktion von Redispatchkosten als Gesamtaufgabe zu begreifen, auf einseitige Pönalen für Verteilnetzbetreiber zu verzichten und stattdessen entsprechende Anreize sowohl Übertragungs- aber auch Verteilnetzbetreibern zu ermöglichen.

#### **4. Leistungsanreize auch für VNB**

Der Festlegungsentwurf für die ÜNB macht deutlich, dass regulatorische Steuerung in einem zunehmend komplexen und dynamischen Systemumfeld nicht allein auf klassische Effizienzkennzahlen gestützt werden kann. Neben Kosteneffizienz rücken die Fähigkeit zur Bewältigung systemrelevanter Aufgaben, zur Umsetzung von Investitionsprogrammen, zur Gewährleistung von Systemstabilität sowie zur Integration neuer Technologien stärker in den Fokus. Diese Entwicklung weist über eine rein kostenorientierte Steuerungslogik hinaus und unterstreicht die Bedeutung leistungsbezogener Elemente.

Eine vergleichbare Weiterentwicklung der Leistungsanreizsystematik ist auch auf Verteilnetzebene erforderlich. Die Energiewende stellt die VNB vor strukturelle Herausforderungen, die sich nicht allein durch inkrementelle Effizienzsteigerungen bewältigen lassen. Der beschleunigte Zubau erneuerbarer Erzeugung, neuer Verbrauchseinrichtungen und Speicher, die steigende Systemkomplexität sowie erhöhte Anforderungen an Resilienz und Versorgungssicherheit erfordern neue Formen der Zusammenarbeit sowie einen vorausschauenden Aufbau von Fähigkeiten in der gesamten Netzbetreiberlandschaft. Energiewendekompetenz ist dabei nicht nur das rückblickende Ergebnis guter Kennzahlen, sondern die Fähigkeit, zentrale Herausforderungen frühzeitig zu erkennen, gemeinsam tragfähige Lösungen zu entwickeln und diese effizient in die Fläche zu bringen. Kooperation, Standardisierung und arbeitsteilige Vorleistungen sind hierfür zentrale Bausteine.

Der bestehende Regulierungsrahmen setzt bislang primär Anreize für individuelle Kosteneffizienz. Kooperationen und die Bereitstellung branchenweiter Vorleistungen werden dadurch jedoch nicht systematisch gefördert. In der Praxis kann dies zu Parallelentwicklungen und Doppelarbeit führen, obwohl eine gemeinsam entwickelte, standardisierte Lösung volkswirtschaftlich vorteilhafter wäre. Vor diesem Hintergrund erscheint es sachgerecht, die bestehende Kennzahlenlogik um ein ergänzendes Instrument zu erweitern, das gezielt den Aufbau von Energiewendekompetenz unterstützt. Dieses muss – ebenso wie der begrüßenswerte Ansatz bei den ÜNB – so ausgestaltet werden, dass ein relevanter finanzieller Anreiz für diejenigen Netzbetreiber erzeugt wird, die zugunsten der Gesamtheit der Netzbetreiber Verantwortung für und die Entwicklung von skalierbaren Lösungen übernehmen.

Hier setzt das Konzept eines Leistungs- und Skalierungselements (LSE) an. Einzelne Netzbetreiber oder Konsortien übernehmen stellvertretend für die Branche klar definierte Entwicklungsaufgaben mit hoher Relevanz für die Energiewende, etwa im Bereich Systemstabilität, Betriebsmittelstandardisierung oder regulatorischer Umsetzungsprozesse. Die Ergebnisse werden standardisiert aufbereitet, transparent dokumentiert und kostenfrei allen Netzbetreibern zur Verfügung gestellt. Der Anreiz orientiert sich am volkswirtschaftlichen Nutzen: Ein begrenzter Anteil dieses Nutzens setzt ein klares Engagement Signal auf Unternehmensseite, während der überwiegende Nutzen unmittelbar bei den Netznutzern ankommt. Auf diese Weise verbindet das LSE Effizienzgewinne durch Skalierung bestehender Lösungen mit Effektivitätsgewinnen durch die koordinierte Entwicklung bislang fehlender Lösungen. Gleichzeitig stärkt es die Resilienz der Netze, da Fähigkeiten, Standards und erprobte Konzepte branchenweit verfügbar werden.

Wesentlich ist dabei, dass ein solches Leistungs- und Skalierungselement bestehende Qualitätselemente nicht ersetzt, sondern ergänzt. Während Kennzahlen Fortschritte ex post sichtbar machen, wirkt das LSE ex ante beim Aufbau von Fähigkeiten, Standards und gemeinsamer Handlungsfähigkeit. Die Kombination aus Messung von Ergebnissen und gezieltem Aufbau von Energiewendekompetenz erscheint geeignet, die Ziele der Qualitätsregulierung wirksam zu unterstützen und die regulatorische Logik stärker an den realen Anforderungen eines transformierenden Energiesystems auszurichten.