VERBAND KOMMUNALER UNTERNEHMEN e.V.

STELLUNGNAHME

zur Konsultation des Szenariorahmens Strom 2027 - 2040/2045

Berlin, 29.09.2026

Der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) vertritt über 1.600 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit rund 319.000 Beschäftigten wurden 2023 Umsatzerlöse von über 213 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 19 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen signifikante Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 66 Prozent, Gas 65 Prozent, Wärme 72 Prozent, Trinkwasser 88 Prozent, Abwasser 50 Prozent. Die kommunale Abfallwirtschaft hat seit 1990 rund 90 Prozent ihrer CO2-Emissionen eingespart – damit ist sie der Hidden Champion des Klimaschutzes. Immer mehr Mitgliedsunternehmen engagieren sich im Breitbandausbau und investieren pro Jahr über 1 Milliarde Euro. Zahlen Daten Fakten 2025
Wir halten Deutschland am Laufen – denn Zukunft wird vor Ort gemacht: Unser Beitrag für heute und morgen: #Daseinsvorsorge.
Unsere Positionen: https://www.vku.de/vku-positionen/

Interessenvertretung:
Der VKU ist registrierter Interessenvertreter und wird im Lobbyregister des Bundes unter der Registernummer: R000098 geführt. Der VKU betreibt Interessenvertretung auf der Grundlage des „Verhaltenskodex für Interessenvertreterinnen und Interessenvertreter im Rahmen des Lobbyregistergesetzes“.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin
Fon +49 30 58580-0 · info@vku.de · www.vku.de

Der VKU ist mit einer Veröffentlichung seiner Stellungnahme (im Internet) einschließlich der personenbezogenen Daten einverstanden.

DIE KOMMUNALEN UNTERNEHMEN

Der VKU bedankt sich für die Möglichkeit, zum Entwurf des Szenariorahmens Strom 2027-2040/2045 im Rahmen der Konsultation durch die Bundesnetzagentur Stellung zu nehmen.

Bedeutung des Vorhabens für kommunale Unternehmen

- Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) setzt sich für eine resiliente und nachhaltige Energieversorgung ein. Dazu gehören der Ausbau der erneuerbaren Energien, die Elektrifizierung von Wärme und Verkehr sowie die Integration dieser Mengen in ein sicheres und bezahlbares Stromsystem.
- Die mehrheitlich kommunalen Verteilernetzbetreiber (VNB) bewirtschaften aktuell rund 808.000 Kilometer Stromverteilnetz. Über ihre Netze wird der weit überwiegende Teil der erneuerbaren Erzeugung aufgenommen und der Strom an Haushalte, Gewerbe und Industrie verteilt.
- Die Leistungen und Infrastrukturen, auf die Menschen und Unternehmen jeden Tag angewiesen sind, müssen jetzt modernisiert und weiterentwickelt werden, damit sie verlässlich, bezahlbar und für alle zugänglich bleiben. Nachhaltigkeit und Ressourcenschutz sind das Fundament für zukünftige Verlässlichkeit und Bezahlbarkeit und eine Daseinsvorsorge, die für Generationen funktioniert.
- Der Szenariorahmen legt die Mengengerüste fest, aus denen der Netzentwicklungsplan Strom und damit der Netzausbaubedarf bis 2040/2045 abgeleitet wird. Die hier getroffenen Annahmen zu Wärmepumpen, Fernwärme, Elektromobilität, Rechenzentren, Batteriespeichern und dezentraler Erzeugung wirken bis auf die unterste Netzebene und bestimmen den Investitionsbedarf der VNB.
- Damit kommunale VNB ihrer Versorgungsaufgabe auch zukünftig nachkommen können, müssen Übertragungs- und Verteilnetzausbau synchronisiert werden. Um ihre Bedarfe hinsichtlich Mengen und Kapazitäten im Netzentwicklungsplan berücksichtigen zu können, ist die Einbindung der VNB bei der Datenerhebung und die Berücksichtigung ihrer Regionalszenarien und Netzausbaupläne maßgeblich.

Positionen des VKU in Kürze

- Der VKU begrüßt, dass mit Szenario B erstmals ein gemeinsam mit den Gas- und Wasserstoffnetzbetreibern abgestimmtes Szenario vorliegt, sowie die stärkere Einbindung der Regionalszenarien der Verteilnetzbetreiber. Beides ist ein wichtiger Schritt hin zu einer integrierten Infrastrukturplanung und einer besseren Abstimmung zwischen Übertragungs- und Verteilnetz. Gleichzeitig sollte die

Bandbreite der Szenarien nicht verengt, sondern um weitere Spreizungen und eine Sensitivitätsanalyse für ein mögliches Nicht-Erreichen der Ziele ergänzt werden.

- Der VKU begrüßt ausdrücklich, dass die Energiebedarfe der Verbrauchssektoren erstmals konsistent und energieträgerübergreifend als Strom-, Wasserstoff- und Methanbedarfe ausgewiesen werden. Das macht die Sektorenkopplung transparent und die Wechselwirkungen zwischen Strom-, Gas- und Wasserstoffsystem nachvollziehbar. Dies ist eine wichtige Grundlage, um Infrastrukturbedarfe konsistent abzuleiten und Fehlplanungen zu vermeiden. Diese sektorale Betrachtung sollte künftig über einzelne Szenarien hinaus umfassender und systematischer verankert werden.
- Die Einbeziehung des neuen Reifegradverfahrens bei Batteriespeichern und Großverbrauchern ist ein wichtiger Schritt zu einer realitätsnäheren Planung, da spekulative Anschlussanfragen aussortiert werden. Bei Großbatteriespeichern sollten jedoch längere Speicherdauern und die Netzdienlichkeit abgebildet und angereizt werden, statt allein von einer strommarktorientierten Fahrweise auszugehen.
- Der VKU unterstützt die ambitionierte Elektrifizierung von Wärme und Fernwärme über Wärmepumpen und Elektrokessel. Damit dieser Zubau gelingt, braucht es jedoch verlässliche Rahmenbedingungen: eine verstetigte Förderung, Netzentgeltaussetzfenster und einen vorrangigen Netzanschluss für Anlagen im öffentlichen Interesse.
- Beim Verzicht auf die klassische Spitzenkappung müssen netzdienliche Instrumente wirtschaftlich anerkannt werden, etwa Dienstleistungsentgelte an Betreiber netzdienlicher Speicher. Andernfalls bleibt der Nutzen für die Verteilnetzbetreiber gering.

Stellungnahme

1 Fragen zum Szenariorahmenentwurf Strom

1.1 Ausrichtung der Szenarien

1. Bilden die Szenarien die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung ausreichend ab?

VKU: Die grundsätzliche Ausrichtung auf Klimaneutralität 2045 bildet den energiepolitischen Rahmen sachgerecht ab. Der VKU regt an, über die reine Zielerreichung hinaus Versorgungssicherheit, Systemstabilität und Resilienz sowie die CO_2-Minderungseffizienz und eine sektorübergreifende Optimierung stärker sichtbar zu machen – auch hierfür ist Übertragungsnetzausbau erforderlich, der im NEP adressiert werden muss.
Kritisch zu sehen ist, dass Szenario A die EE-Ausbauziele unterschreitet. Wird dieser Pfad als „robust" eingestuft, droht eine zu langsame Netzentwicklung mit Rückwirkungen bis in die Verteilnetzebene. Der VKU regt an, die Einordnung des Szenarios A transparent zu begründen.

2. Ist die aktuelle Bandbreite der Szenarien weiterhin als ausreichend zu bewerten? Unterscheidet sich Szenariopfad C noch in ausreichendem Maße von Szenariopfad B?

VKU: Der VKU begrüßt ausdrücklich, dass mit Szenario B erstmals ein zwischen ÜNB und FNB/WTNB abgestimmtes Szenario vorliegt; das stärkt die integrierte Infrastrukturplanung (vgl. auch VKU-Stellungnahme zum Szenariorahmen Gas/H_2).
Zugleich fallen die Unterschiede zwischen den Pfaden B und C gering aus. Der Erkenntnisgewinn ließe sich erhöhen, indem – wie schon 2024 angeregt – zusätzliche Spreizungen betrachtet werden (etwa ein kleinerer/verzögerter konventioneller Kraftwerkspark) und die Schlüsselparameter der Modellierung inklusive Kostenvergleich transparenter dargestellt werden. Angesichts des weiten und ambitionierten Zeithorizonts bis 2045 empfiehlt der VKU weiterhin eine Risiko- bzw. Sensitivitätsanalyse für das Nicht-Erreichen einzelner Ziele.

3. Erachten Sie die Höhe und Zusammensetzung des Bruttostromverbrauchs in den einzelnen Szenarien für angemessen?

VKU: Die Zusammensetzung des Bruttostromverbrauchs hängt maßgeblich von der Sektorenkopplung ab, insbesondere von der Elektrifizierung des Wärmemarktes (Sanierungsquoten, kommunale Wärmeplanung, Kundenentscheidungen). Diese Abhängigkeiten und die Rolle wasserstofffähiger BHKW sowie der Nahwärme sollten berücksichtigt werden; die kommunale Wärmeplanung liefert die Leitplanken für eine regionale Bündelung.

Mit Blick auf den dynamischen Zubau von Rechenzentren erscheint die angesetzte Verbrauchshöhe eher konservativ. Der VKU regt an, die Sensitivität des Bruttostromverbrauchs gegenüber einem höheren Rechenzentrumshochlauf transparent zu machen.

4. Erachten Sie die Aufteilung des Verbrauchs an leitungsgebundener Energie zwischen Strom, Gas und Wasserstoff für angemessen?

VKU: Der VKU begrüßt die erstmalige, mit den FNB/WTNB abgestimmte Ausweisung konsistenter sektoraler Strom-, Wasserstoff- und Methanbedarfe – ein wichtiger Schritt zur Vergleichbarkeit der Infrastrukturplanungen.
Für die Netzplanung bleibt zentral: Der nicht durch Wasserstoff/Biomethan oder direkte EE-Erzeugung deckbare Bedarf schlägt als „Dekarbonisierungsresiduum" auf das Stromnetz durch – nicht nur im Übertragungs-, sondern gerade im Verteilnetz. Die stark regionale Ausprägung (Methan/H_2) sollte in der Regionalisierung abgebildet werden, damit Engpässe frühzeitig sichtbar werden.

1.2. Haushalte

5. Ist der Geräteverbrauch im Haushaltssektor angemessen abgebildet? Ist der Stromverbrauch zur Wärmeerzeugung in der Höhe angemessen?

VKU: Der spezifische Stromverbrauch zur Wärmeerzeugung (Größenordnung ~6.600 kWh/a je Wärmepumpe) erscheint als Mittelwert plausibel.
Der unterstellte Wärmepumpen-Zubau ist hingegen ambitioniert: Die angenommene Bestandsentwicklung setzt einen Zubau in der Größenordnung von rund 530.000 Wärmepumpen pro Jahr voraus, während der Absatz der letzten drei Jahre im Mittel bei etwa 280.000 Geräten pro Jahr lag. Vor dem Hintergrund der geänderten gesetzlichen Rahmenbedingungen (u. a. GModG) sollte der modellierte Hochlaufpfad – insbesondere in den ambitionierten Szenarien – auf praktische Erreichbarkeit überprüft werden.
Bei den Geräte-Effizienzgewinnen ist der VKU der Einschätzung, dass die unterstellte Entwicklung eher optimistisch ist (Rebound-Effekte, zunehmende Digitalisierung, weitgehend ausgeschöpftes LED-Potenzial).

6. Sehen Sie aufgrund des Klimawandels in Deutschland zukünftig einen Anstieg der Bereitstellung von Klimakälte bei Gebäuden in privaten Haushalten?

VKU: Ein regionaler Anstieg des Klimakältebedarfs ist plausibel. Netzseitig ist die Wirkung jedoch begrenzt, da der Kältebedarf zeitlich weitgehend mit der PV-Erzeugung zusammenfällt und dadurch überwiegend lokal gedeckt wird. Der VKU regt an, den Klimakältebedarf regional differenziert und im Zusammenspiel mit der PV-Gleichzeitigkeit abzubilden, statt pauschal netzwirksam anzusetzen.

1.3. Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (inkl. Rechenzentren)

7. Ist die in den Szenarien angenommene Entwicklung des GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) Stromverbrauchs realistisch?

VKU: Nennenswerte Effizienzsteigerungen im GHD-Sektor sind im Wesentlichen über Sanierungs- und Dämmmaßnahmen zu erwarten. Die entsprechenden Sanierungsquoten prägen den Pfad maßgeblich und sollten mit den Erkenntnissen aus Regionalszenarien und Netzausbauplänen der Strom-VNB plausibilisiert werden.

8. Ist der Zubau von Rechenzentren in Deutschland realistisch abgebildet?

VKU: Der VKU begrüßt, dass der Rechenzentrums-Hochlauf gegenüber dem vorigen Szenariorahmen deutlich höher angesetzt und über den Projektstatus differenziert wird; die Einbeziehung des Reifegradverfahrens erhöht die Belastbarkeit. Angesichts der weiterhin hohen Dynamik, insbesondere durch Hyperscale-Vorhaben, regt der VKU an, die anteilige Berücksichtigung von Projekten im Status „Planung“ regelmäßig zu aktualisieren und die regionale Verortung eng mit den VNB abzustimmen.

9. Wie sollte der Stromverbrauch der Rechenzentren im zeitlichen Verlauf abgebildet werden? Wie ist das Verhältnis von Arbeits- und Kühlungslast? Ist die pauschale Annahme von 5000 Volllaststunden für Rechenzentren realistisch?

VKU: Die pauschale Annahme von durchschnittlich 5.000 Volllaststunden pro Jahr erscheint eher konservativ. Der Markt wird zunehmend von Hyperscale-Rechenzentren mit weitgehend kontinuierlichem 24/7-Betrieb geprägt; für diese Anlagen liegt die Auslastung deutlich höher. 5.000 h/a bilden daher eher eine Untergrenze als einen realistischen Mittelwert des künftigen Zubaus ab.

1.4. Industrie

10. Ist die in den Szenarien angenommene Entwicklung des industriellen Energieverbrauchs realistisch?

VKU: Der mögliche Umfang der Elektrifizierung industrieller Prozesse ist weiterhin mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Der VKU regt an, die Bandbreite zwischen direkter Elektrifizierung und wasserstoffbasierten Pfaden transparent zu halten und die Rückwirkungen unterschiedlicher Elektrifizierungsgrade auf den Netzausbaubedarf – auch im Verteilnetz – sichtbar zu machen.

11. Zur Ermittlung des industriellen Energieverbrauchs im Szenario B werden zwei Studien miteinander kombiniert. Ist diese methodische Vorgehensweise aus Ihrer Sicht nachvollziehbar und führt sie zu plausiblen Ergebnissen?

1.5 Verkehr

12. Sind die in den Szenarien angenommenen Aufkommen von Elektrofahrzeugen angemessen?

VKU: Die unterstellte Vervielfachung des batterieelektrischen Fahrzeugbestands ist gemessen an der zuletzt schwächeren Zulassungsentwicklung ambitioniert; der VKU regt an, den Hochlaufpfad regelmäßig an die tatsächliche Marktentwicklung anzupassen.

Im Schwerlastverkehr ist von einem überwiegend batterieelektrischen Antrieb auszugehen. Allerdings erscheinen die angenommenen Fahrzeugzahlen für das Jahr 2040 eher im Bereich von mehr als 4 Millionen Fahrzeugen zu liegen. Das optimistische Szenario A 2040 scheint also nicht plausibel, es sei denn, es gelänge in den kommenden 14 Jahren den Anteil des Schienen- und Schifffahrtsverkehrs im Güterfernverkehr deutlich zu steigern. Für Regional- und Verteilerverkehre ist kein nennenswertes Verlagerungspotenzial erkennbar.

13. Sind die unterstellten Verbrauchswerte je Fahrzeugkategorie realistisch?

VKU: Die unterstellten Verbrauchswerte je Fahrzeugkategorie erscheinen plausibel. Für E-Pkw ist die Größenordnung von rund 2.300 bis 2.800 kWh pro Jahr nachvollziehbar, wenn auch recht optimistisch. Um diese Verbräuche bei annähernd gleichbleibender Jahresfahrleistung je PKW und annähernd gleichbleibendem Fahrzeugbestand zu erreichen, müssten anteilig deutlich mehr leichte und effiziente, also kleinere Fahrzeuge zum Einsatz kommen. Zumindest aus heutiger Sicht erscheint es mit Blick auf die zulassungsstarken Fahrzeugsegmente eher unwahrscheinlich, dass über alle im Jahr 2040 zugelassenen Fahrzeuge hinweg ein Durchschnittsverbrauch von 15 kWh/100 km erreicht wird. Hier sollte also ein Sicherheitspuffer einkalkuliert werden.

Gleichzeitig ist aus unserer Sicht nicht zu erwarten, dass Plug-in-Hybride (PHEV) im Jahr 2040 noch eine messbare Rolle beim elektrischen Verbrauch spielen. Alle Anzeichen (Kraftstoffpreise, Zulassungsrückgang, Anschaffungs- und Betriebskosten der Fahrzeuge) deuten darauf hin, dass das PHEV-Segment in absehbarer Zukunft kaum noch nachgefragt wird. Das Argument, diese Fahrzeuge könnten neben dem elektrischen Antrieb in Zukunft mit synthetischen Kraftstoffen (e-Fuels) betrieben werden, überzeugt nicht, da eine ausreichende Verfügbarkeit dieser Kraftstoffe für den Straßenverkehr nicht realistisch scheint.

14. Ist die Regionalisierung des Verbrauchs und die Ermittlung der Ladezeitreihen angemessen?

VKU: Die Regionalisierung des Verbrauchs erscheint schlüssig, auch wenn die zugrundeliegende Kurzstudie (aus 2019) dringend aktualisiert werden sollte, um die inzwischen tatsächlich eingetretenen Entwicklungen zu berücksichtigen.

Die MiD 2017 ist als Datengrundlage seriös und belastbar, allerdings ist nicht nachvollziehbar, warum nicht die MiD 2023 herangezogen wird. Diese dürfte für die Zwecke des Szenariorahmens zwar keine wesentlichen Änderungen im Mobilitätsverhalten erzeugen. Gleichwohl sollte, wo immer möglich, auf das aktuelle Datenmaterial zurückgegriffen werden.

Auch die Ermittlung der Ladezeitreihen ist schlüssig, beruht aber auf einer Studie aus 2024. Angesichts der anhaltend steigenden Batteriekapazitäten und Ladeleistungen der Fahrzeuge und der Leistungsfähigkeit der Ladeinfrastruktur sollten auch hier jeweils aktuelle Entwicklungen zugrunde gelegt werden.

1.6. Elektrolyse und Wasserstoff

15. Sind die in den Szenarien angenommenen Elektrolysekapazitäten angemessen?

16. Ist die Kürzung des „Projektsockels“ im gemeinsamen Szenario B mit dem Szenariorahmen Gas/Wasserstoff angemessen?

17. Sind die angenommenen Wasserstoffpreise für die Szenarien angemessen?

1.7. Lastseitige Flexibilität

18. Haushaltsnahe Flexibilitäten werden in eigenverbrauchs-, markt- und netzorientiert abgegrenzt. Lassen sich damit die realen (und perspektivischen) Anreizsysteme sachgerecht abbilden?

VKU: Die Abgrenzung in eigenverbrauchs-, markt- und netzorientierte Flexibilität ist gegenüber der bisherigen Betrachtung eine sinnvolle Verfeinerung. Für eine belastbare Bewertung sollten die unterstellten Erbringungszeiträume klarer herausgearbeitet werden (z. B. ob ein Lastverzicht über 3 bis 4 Stunden realistisch ist). Eine Differenzierung nach den in den Haushalten tatsächlich vorhandenen Technologien ist zielführender als eine pauschale Betrachtung je Haushalt.
Grundsätzlich sollten last- und einspeiseseitige Flexibilität gesamtheitlich betrachtet werden, damit ein effizientes, einfach handhabbares und dauerhaft anwendbares System entsteht, das keine zusätzlichen Netzausbauverpflichtungen auslöst. Die

Möglichkeiten eines digitalisierten, flexiblen Systems müssen künftig in der Netzplanung berücksichtigt werden können; hierfür sind die Grundlagen zu schaffen.

19. Für eine Flexibilisierung des Energiesystems ist eine umfassende Digitalisierung der Mess-, Steuerungs- und Kommunikationstechnik der Prosumer erforderlich. Welche Entwicklungen sind in diesem Bereich bis zum Zielhorizont zu erwarten?

VKU: Bis zum Zielhorizont ist von einer deutlichen Zunahme digitaler Mess-, Steuer- und Kommunikationstechnik auszugehen (iMSys-Rollout, steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach §14a EnWG, Energiemanagementsysteme). Tempo und Reichweite hängen jedoch maßgeblich von verlässlichen regulatorischen Rahmenbedingungen und dem tatsächlichen Rollout-Fortschritt ab. Der VKU regt an, diese Abhängigkeit in den Flexibilitätsannahmen sichtbar zu machen und die Grundlagen für die Berücksichtigung digitalisierter Flexibilität in der Netzplanung zu schaffen.

20. Welche Marktdurchdringung dynamischer Stromtarife wird erwartet und welcher Anteil der Prosumer wird an der Direktvermarktung/Marktbetrieb teilnehmen?

VKU: Aktuell beobachten wir einen eher verhaltenen Hochlauf bei dynamischen Stromtarifen gemäß § 3 Nr. 95 EnWG.
Maßgeblich sind
1. die Verfügbarkeit intelligenter Messsysteme, die die faktische Obergrenze bildet;
2. der begrenzte nutzbare Preisspread, da der überwiegende Teil des Haushaltspreises (noch) aus weitgehend statischen Bestandteilen besteht und
3. das Fehlen automatisierter Anwendungen, ohne die ein dynamischer Tarif kaum Lastverschiebung erzeugt.
Wir erwarten, dass sich der Massenmarkt eher über teildynamische/hybride Tarifmodelle entwickelt, da Haushaltskunden risikoavers sind.

Voraussetzung für die Teilnahme von Prosumern am Marktbetrieb ist eine massengeschäftstaugliche Marktkommunikation und standardisierte Steuerungsarchitektur. Grundsätzlich sollten möglichst viele Prosumer am Markt teilnehmen- allerdings in dem Rahmen, der netzdienlich und volkswirtschaftlich effizient ist.

21. Der industrielle und gewerbliche Stromverbrauch wird weiterhin über Verringerung und zeitliche und Verschiebung der Prozesslast abgebildet. Wird die erwartbare Entwicklung damit ausreichend abgebildet?

VKU: Nein. Neue industrielle Prozess kommen mit neuem Flexibilitätsverhalten, das damit nicht berücksichtigt wird. Hierzu zählen neue elektrifizierende Lasten mit eigener Flexibilitätslogik wie Großwärmepumpen, Power-to-Heat in Wärmenetzen, Elektrolyse,

Depotladen gewerblicher Flotten, ferner Eigenerzeugung und Speicher hinter dem Netzanschluss sowie Rechenzentren als stark wachsende Last mit hoher Gleichzeitigkeit aber bislang geringer Flexibilität.

1.8. Fernwärme

22. Die Elektrifizierung der öffentlichen und industriellen Fernwärmenetze wird über die Installation von Elektrokesseln und Wärmepumpen erreicht. Sind die Annahmen zur Aufteilung und dem daraus folgenden Ausbau der Technologien plausibel?

VKU: Der Erzeugungs- und Brennstoffmix der Fernwärme wird zunehmend durch Strom-zu-Wärme-Technologien (Großwärmepumpen, Elektrokessel) geprägt werden. Der unterstelle Zubau von Großwärmepumpen (bis zu 12,7 GW in 2045) ist etwas ambitionierter als im Ausbauszenario des Gutachtens "Perspektive der Fernwärme" von AGFW und VKU, erscheint aber gerade gegenüber der sehr ambitionierten Elektrifizierungsannahmen aus dem Langfristszenarien noch als plausibel.
Kritisch ist allerdings anzumerken, dass der Zubau von Großwärmepumpen ab 2040 stagniert. Realwirtschaftlich ist ein vollständiges Ende des Zubaus ab 2040 allerdings wenig plausibel. Der angenommene Zubau von Elektrokesseln auf bis zu 14,3 GW in 2045 ist zwar etwas niedriger angesetzt als im Gutachten "Perspektive der Fernwärme" (18,9 GW), dafür bedingen die höheren Volllaststunden (800 h) eine höhere Wärmeerzeugung durch Elektrokessel in 2045.

Die ÜNB modellieren, dass Großwärmepumpen und Elektrokessel flexibel auf Strompreise reagieren. Großwärmepumpen laufen wegen ihrer höheren Effizienz bereits bei höheren Strompreisen; Elektrokessel insbesondere in günstigen Stunden. Dies funktioniert allerdings im Modell deutlich besser als unter den realen Bedingungen. Unsicherheiten im Rahmen der BEW-Förderung, zeitintensive Genehmigungsverfahren und unzureichende Flächenverfügbarkeiten sorgen für Unsicherheiten beim Hochlauf von Großwärmepumpen. Hohe Strombezugskosten führen bei Elektrokesseln mit weniger als 1.000 Vollaststunden zu erheblichen spezifischen Wärmegestehungskosten. Um diese zu reduzieren und den wirtschaftlichen Einsatz von Elektrokesseln zu ermöglichen, sollten die aktuell zur Diskussion stehende Netzentgeltsystematik den systemdienlichen, flexiblen Betrieb dieser Anlagen ermöglichen. Werden Elektrokessel dagegen netzentgeltseitig schlicht wie gewöhnliche Letztverbraucher behandelt und hohe Leistungskosten ausgelöst, können sich die Annahmen des Szenariorahmens und die regulatorischen Investitionsanreize widersprechen.

23. Im Entwurf des Szenariorahmens wird im Szenario A ein erhöhter Einsatz von Wasserstoff für die Wärmeerzeugung angenommen. Ist diese Annahme sachgerecht?

VKU: Der VKU begrüßt, dass Szenario A auch einen Entwicklungspfad mit vergleichsweise geringer Elektrifizierung und einer stärkeren Nutzung von Wasserstoff abbildet. Angesichts der erheblichen Unsicherheiten über die künftige Verfügbarkeit und die Kosten von Strom, Wasserstoff und entsprechender Infrastrukturen sollte der Szenariorahmen technologische Entwicklungen nicht vorwegnehmen, sondern eine hinreichende Bandbreite plausibler Entwicklungspfade berücksichtigen. Ein stärkerer Einsatz von Wasserstoff in der Wärmeerzeugung ist daher als Bestandteil des Szenariotrichters sachgerecht, ohne damit eine Aussage über die Wahrscheinlichkeit oder Vorteilhaftigkeit dieses Entwicklungspfades zu verbinden.

1.9 Wind Offshore

24. Ist die Annahme zur Betriebsdauer (der Bestandsanlagen) von 25 Jahren in Szenario A, bzw. 30 Jahren in den Szenarien B und C sachgerecht?

25. Der Entwurf des Szenariorahmens sieht vor, Energiemengen aus möglichen Hybridvorhaben und Anbindungen ausländischer Windparks, auch solchen zu denen es bisher weder einen Staatsvertrag noch eine Bestätigung im Netzentwicklungsplan gibt, auf die erneuerbaren Energiemengen anzurechnen. Ist dies sachgerecht oder sollte die Anrechnung an einen bestimmten Projektstatus gekoppelt sein?

VKU: Die Anrechnung von Energiemengen aus Hybridvorhaben und ausländischen Windparks sollte an einen belastbaren Projektstatus gekoppelt werden. Werden Mengen ohne Staatsvertrag oder NEP-Bestätigung angerechnet, besteht das Risiko, den heimischen Ausbaubedarf und die zugehörige Netzinfrastruktur systematisch zu verzerren. Der VKU regt an, solche Mengen nur bei hinreichender Realisierungswahrscheinlichkeit und transparent gekennzeichnet einzubeziehen; die Behandlung in Szenario C (alle Projekte unabhängig vom Fortschritt) sollte als bewusste Obergrenzen-Betrachtung ausgewiesen werden.

1.10 Wind Onshore

26. Halten Sie die angenommenen Ausbaupfade für Wind Onshore in den Szenarien für realistisch?

27. Ist die vorgeschlagene Regionalisierungsmethodik angemessen, insbesondere die Südverschiebung der Leistung in Szenariopfad B?

VKU: Eine stärker netzorientierte Regionalisierung – einschließlich einer Südverschiebung in Szenario B – ist grundsätzlich zu begrüßen, da sie Übertragungsbedarfe reduzieren kann. Der VKU regt an, die Methodik transparent zu machen und mit den Regionalszenarien der Planungsregionen sowie den Netzausbauplänen der Verteilnetzbetreiber abzugleichen, damit die unterstellte räumliche Verteilung auch tatsächlich realisierbar ist und lokale Engpässe früh sichtbar werden.

1.11 Photovoltaik

28. Halten Sie die angenommenen Ausbaupfade sowie die hälftige Aufteilung auf Freiflächen- und Aufdachanlagen für Photovoltaik für sinnvoll?

VKU: Die PV-Ausbaupfade stehen im Einklang mit den energiepolitischen Zielen; die rund hälftige Aufteilung auf Freifläche und Dach-PV ist als Planungsannahme nachvollziehbar. Der VKU unterstützt aber auch, dass die Bundesregierung die Ausschreibungsmengen für Solaranlagen des ersten und zweiten Segments mit dem EEG 2027 neu justiert will, um einen noch stärkeren Fokus auf Freiflächen-PV zu legen. Freiflächen-PV weist im Vergleich zu Dach-PV deutlich geringere Stromgestehungskosten auf, was den Förderbedarf reduziert.
Mit Blick auf den zunehmenden Kannibalisierungseffekt (niedrige Marktpreise zu Zeiten hoher PV-Einspeisung) und die anhaltende Förderdiskussion regt der VKU an, die Ausbaupfade – zumindest im Szenario A – kritisch zu hinterfragen und die Wechselwirkung mit dem Zubau von Kleinbatteriespeichern (Fragen 37/38) mitzudenken.

29. Ist die vorgeschlagene Regionalisierungsmethodik angemessen?

VKU: Die Regionalisierung sollte die tatsächliche Flächen- und Anschlusssituation vor Ort abbilden und mit den Regionalszenarien und Netzausbauplänen der Verteilnetzbetreiber abgeglichen werden. So lassen sich Rückwirkungen des dezentralen PV-Zubaus (inkl. Aufdach und Speicher) auf die unterlagerten Netzebenen realistisch erfassen.

1.12 Biomasse und Laufwasser

30. Wie sehen Sie die Rolle der Biomasse in den Zieljahren? Ist die angenommene Reduzierung der Leistung angemessen?

VKU: Mit der angenommenen Reduzierung der installierten Biomasseleistung wäre nur dann zu rechnen, wenn der Gesetzgeber es unterlässt, Anreize für den Weiterbetrieb bestehender Anlagen zu setzen. Dies wäre aus VKU-Sicht kein wünschenswertes Szenario.

In einem von Wind und PV geprägten System werden flexible, steuerbare Kapazitäten benötigt, die Dunkelflauten überbrücken und — als KWK-Anlagen — Wärmeverbrauchsspitzen abdecken. Ein reiner Leistungspfad sollte diese Verschiebung hin zu einer flexiblen Spitzen- und Backup-Funktion abbilden.

Biomasse, Biogas und Biomethan lassen sich dank ihrer Steuerbarkeit gezielt einsetzen, um Dunkelflauten zu überbrücken. Zusätzlich decken sie als KWK-Anlagen Wärmeverbrauchsspitzen ab.

Vielerorts sind EEG-geförderte Biomasseanlagen ein wichtiger Bestandteil von Nah- und Fernwärmesystemen. Es handelt sich um lokale klimaneutrale Versorgungslösungen, die sich über Jahre bewährt haben. Nach Ablauf der EEG-Vergütung steht deren Fortbestand auf der Kippe. Zwar dürfen sich Biomasse-Bestandsanlagen in EEG-Ausschreibungen um eine Anschlussförderung bemühen. Doch sind die Ausschreibungsmengen zu gering, um allen Bestandsanlagen einen Weiterbetrieb zu ermöglichen.

Hinzu kommt, dass nach den aktuellen Ausschreibungsbedingungen nur ein Bruchteil der theoretisch produzierbaren Kilowattstunden förderfähig ist. Dadurch soll eine strommarktoptimierte und systemdienliche Fahrweise angereizt werden. Wenn der Anlagenbetreiber in Zukunft die gleiche Menge gefördert bekommen möchte, muss er daher die installierte elektrische Leistung massiv vergrößern (Überbauung). Dadurch erhöht sich das Gebotsvolumen in den Ausschreibungen deutlich. Auch aus diesem Grund sollte das Ausschreibungsvolumen für Biomasseanlagen deutlich angehoben werden. Um Strom und Wärme aus Biomasse im Umfang wie bisher, jedoch gezielt in Zeiten mit Lastspitzen und Dunkelflauten bereitstellen zu können, ist eine massive Überbauung erforderlich. Wenn der Gesetzgeber dies anerkennt, wäre eher mit einer erhöhten installierten Biomasseleistung zu rechnen.

Zugleich weist der VKU darauf hin, dass ein Teil des unterstellten Rückgangs förder- und nicht bedarfsgetrieben ist: geringe Anschluss-Ausschreibungsmengen, nicht kostendeckende Höchstwerte (u. a. bei Biomethan) und ein zu niedriger Flexibilitätszuschlag gefährden den Weiterbetrieb bewährter Bestandsanlagen. Da der VKU hier ein energiepolitisches Nachsteuern fordert (mehr Ausschreibungsvolumen, Beibehaltung der Biomethanausschreibungen, kostendeckende Höchstwerte, Anhebung des Flexibilitätszuschlags), sollte der Szenariorahmen einen allein förderbedingten Einbruch nicht als gesetzt fortschreiben. Ein Hinweis, warum der Biogas-/Biomethananteil zurückgeht, bleibt für die Nachvollziehbarkeit wertvoll.

31. Wie bewerten Sie den Nutzungskonflikt von Biomasse in den verschiedenen Sektoren aufgrund der begrenzten Gesamtkapazität?

VKU: Angesichts der begrenzten Gesamtkapazität sollte Biomasse dort eingesetzt werden, wo sie den höchsten systemischen Nutzen stiftet. Nach dem Prinzip „Efficiency First“ ist eine vorrangige Nutzung in hocheffizienten KWK-Anwendungen sinnvoll, um die knappe Ressource volkswirtschaftlich optimal zu verwenden. Der VKU regt an, den unterstellten sektoralen Einsatz (Strom vs. Wärme/Biomethan) konsistent mit dem Szenariorahmen Gas/Wasserstoff abzubilden.

32. Sind die angenommenen zusätzlichen Biomethanverbräuche in der Wärmeerzeugung in Szenario B realistisch?

1.13 Spitzenkappung

33. Ist es wahrscheinlich, dass Verteilernetzbetreiber zukünftig das Instrument der Spitzenkappung im größeren Maße nutzen?

VKU: Der VKU teilt die Einschätzung, dass die klassische Spitzenkappung für ein System mit hoher Durchdringung flexibler Verbraucher und Speicher nur eingeschränkt geeignet ist; eine stärkere Gewichtung der Überbauung von Netzverknüpfungspunkten ist nachvollziehbar und im Sinne der Kosteneffizienz zielführend.
Damit Verteilernetzbetreiber netzdienliche Instrumente tatsächlich nutzen, ist jedoch die regulatorische Anerkennung der damit verbundenen Kosten erforderlich – insbesondere für Dienstleistungsentgelte, etwa an Betreiber netzdienlicher Speicher. Ohne einen tragfähigen Kostenanerkennungsrahmen bleibt der Anwendungsumfang gering.

34. Wie sollte Spitzenkappung modellseitig abgebildet werden?

VKU: Sofern auf die explizite Abbildung der klassischen Spitzenkappung verzichtet wird, sollte transparent dargestellt werden, wie Flexibilitäten und die Überbauung von Netzverknüpfungspunkten im Modell wirken. Der VKU regt an, die netztechnische Wirkung so abzubilden, dass die auf dem Weg zum Zielnetz erforderlichen Leitungsausbaumaßnahmen erkennbar bleiben und nicht durch pauschale Kappungsannahmen verdeckt werden.

1.14 Konventionelle Kraftwerke

35. Ist die angenommene Zubauleistung konventioneller Kraftwerke realistisch?

VKU: Die unterstellte Zubau- und Umstellungsgeschwindigkeit erscheint ambitioniert. Insbesondere die vollständige Umstellung des Gaskraftwerksparks auf grünen Wasserstoff bis 2045 und die pauschale Fortführung des Bestands (bau- und standortgleicher Ersatz) sollten begründet werden. Die tatsächliche Realisierung hängt maßgeblich von politisch zu schaffenden Rahmenbedingungen ab (u. a. beihilferechtlicher KWKG-Vorbehalt, Ausgestaltung von Kraftwerkssicherungsgesetz und Kapazitätsmechanismus). Der VKU verweist erneut auf das Prinzip „Efficiency First“: knappe Ressourcen wie Wasserstoff und Bioenergie sollten vorrangig in hocheffizienten KWK-Anlagen genutzt werden.

36. Sollte bei der Annahme zwischen den Szenarien oder Zieljahren differenziert werden?

VKU: Eine stärkere Differenzierung – zwischen den Szenarien und den Zieljahren – erscheint sinnvoll, statt den Zubau szenarienübergreifend einheitlich zu setzen. So ließen sich unterschiedliche Realisierungsgeschwindigkeiten (z. B. bei Verzögerungen im Kraftwerksneubau) und deren Auswirkungen auf Versorgungssicherheit und Netzausbaubedarf sichtbar machen (vgl. Anregung zur Sensitivitätsbetrachtung, Frage 2).

1.15 Speicher

37. Sind die angenommenen Batteriespeicherleistungen und die entsprechenden Batteriespeicherkapazitäten für Kleinbatteriespeicher und Großbatteriespeicher passend?

VKU: Der VKU begrüßt die Einbeziehung des Reifegradverfahrens: Angesichts von Leistungsanfragen in einer Größenordnung von knapp 700 GW – von denen viele spekulativ sind oder sich doppeln – ist eine Priorisierung nach Reifegrad zwingend, um den tatsächlich realisierbaren Zubau abzubilden.
Zur Betriebsweise: Die ausschließlich strommarktorientierte Annahme greift zu kurz. Alle Anzeichen deuten darauf hin, dass dieses Segment absehbar gesättigt ist und stattdessen der Einsatz von Batteriespeichern „an den Enden", also im Zusammenhang mit EE-Erzeugung und gewerblichem/privaten Verbrauch zunehmen wird. Netzdienlichkeit sollte deshalb in der Netzplanung mitgedacht und über geeignete Anreize adressiert werden.

38. Sind die angenommenen Werte für das Verhältnis aus Speicherkapazität zu installierter Leistung realistisch?

VKU: Das unterstellte Verhältnis von Speicherkapazität zu installierter Leistung (rund 2 Stunden) erscheint für Großbatteriespeicher zu gering. Die Marktentwicklung tendiert zu größeren Kapazitäten (4-Stunden-Systeme). Der VKU regt an, das E/P-Verhältnis – zumindest für Großbatteriespeicher – anzuheben bzw. szenarienspezifisch zu spreizen und dabei die tatsächliche Projektpipeline zugrunde zu legen.
Zugleich sollten – entsprechend dem Reifegradverfahren – nur hinreichend belastbare Projekte berücksichtigt werden; seit Langem nicht realisierte Projektideen sollten nicht ungeprüft in die Annahmen eingehen.

1.16 Europäischer Rahmen

39. Ist die Bewertung der Interkonnektoren ausschließlich auf Basis des Szenariopfades B ausreichend?

40. Ist die allgemeine Bewertungsmethodik für Interkonnektoren auch für die hybriden Interkonnektoren angemessen?

41. Ist die Nutzung des TYNDP Szenarios „National Trends+" sachgerecht?

1.17 Wetter- und Klimaprojektionen als meteorologische Datengrundlage

42. Ist die Verwendung einer Klimaprojektion anstatt eines historischen Wetterjahres sachgerecht?

43. Sind die aus dem TYNDP ausgewählten Klimaprojektionen für das Zieljahr angemessen?

44. Ist die Verwendung unterschiedlicher Klimaprojektionen für die Zieljahre 2040 und 2045 sachgerecht?

VERBAND KOMMUNALER UNTERNEHMEN e.V.

Bei Rückfragen oder Anmerkungen stehen Ihnen zur Verfügung:

Irina Knyazeva
Senior-Fachgebietsleiterin Grundsatz und Politik Netzwirtschaft
Abteilung Energiewirtschaft

Telefon: +49 30 58580-199
E-Mail: knyazeva@vku.de