



Netzentgeltsystematik für Verbraucher, Speicher und Einspeiser – Stand der Debatte und zukünftige Anforderungen an Netzbetreiber

Vorläufige Ergebnisse eines Gutachtens im AgNes-Prozess der Bundesnetzagentur

Beitrag zum items-Forum 2026

Wolfgang Fritz | Münster | 6. Mai 2026

Handlungsbedarf bei der Netzentgeltsystematik

Anlass

- Außerkrafttreten der StromNEV Ende 2028 i.V.m. Ermächtigung der BNetzA zur Neuregelung
→ Notwendigkeit, aber auch Möglichkeit einer umfassenden Reform

Wesentliche Problemfelder im Status quo

- Zunehmend unausgewogene regionale Verteilung der Kostentragung
- Netzentgeltanomalien
- Starke Umverteilungseffekte durch Eigenverbrauch
- Fehlanreize für Flexibilitätseinsatz insb. durch Leistungspreise

Zukunftsorientierte Zielsetzungen

- Anreize für netzorientiertes Verhalten der Netznutzer
- Anreize zur Berücksichtigung netzseitiger Kostenwirkungen bei Investitionsentscheidungen

Zielsetzungen und Rahmen zur Bewertung von Gestaltungsoptionen: Vorschlag einer Differenzierung nach Finanzierungs- und Anreizfunktion

EU-rechtliche Grundsätze und Rahmenvorgaben

- Kostenorientierung
- Nichtdiskriminierung
- Transparenz
- Netzentgeltspezifische Lenkungsziele

Finanzierungsfunktion

- Ziel: Kostendeckung; dabei angemessene und vertretbare Allokation der Kostentragung
- Zwingende Funktion
- Grundprinzip: Durchschnittskostenkalkulation
- Keine gezielte Anreizsetzung
- Vermeidung von Fehlanreizen

Wechselwirkungen

Anreizfunktion

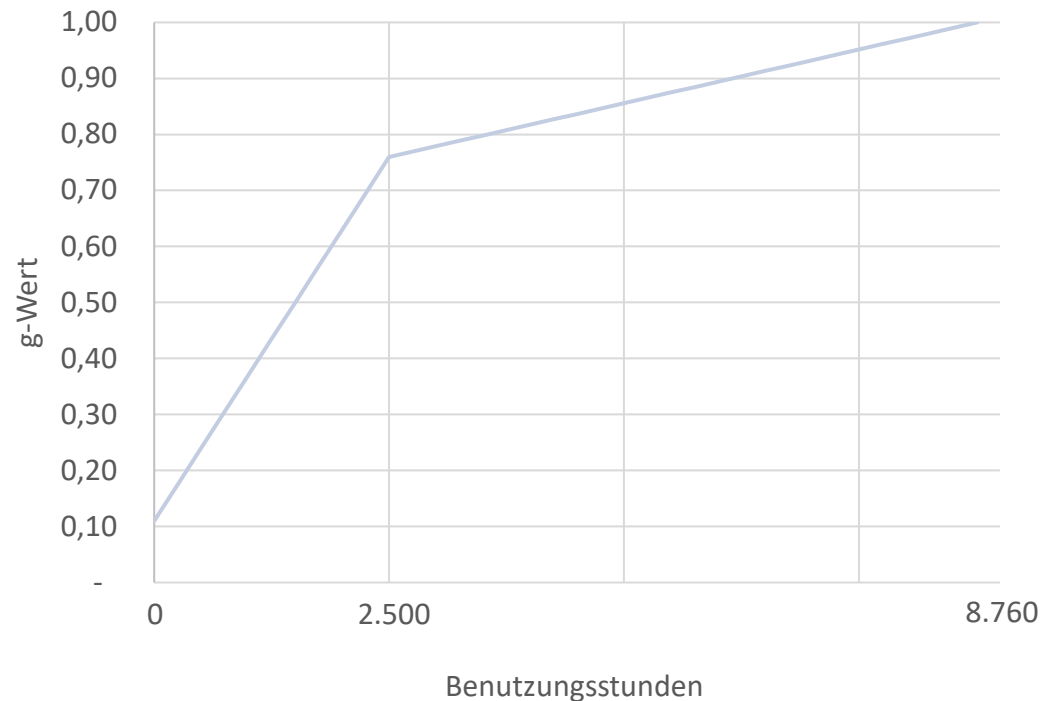
- Ziel: Anreize für Einsatz- und Investitionsentscheidungen der Netznutzer; Internalisierung zuordenbarer Netzkosten
- Optionale Funktion
- Grundprinzip: Grenzkostenkalkulation
- Kein vorbestimmter Finanzierungsbeitrag

Weitere Kriterien: Umsetzungsaufwand, Komplexität, Entgelt- und Erlösstabilität

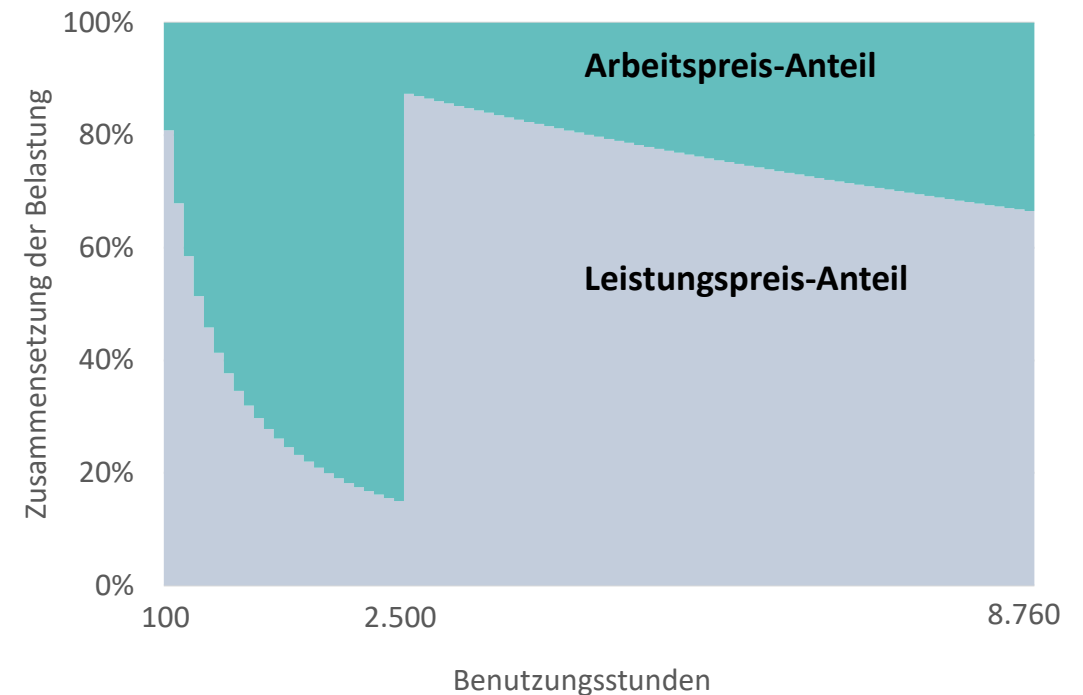
→ Vorschlag: Separate Netzentgeltkomponenten für die Finanzierungs- und die Anreizfunktion

Reguläre Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion im Status quo: LP/AP-Modell mit Gleichzeitigkeitsfunktion

Exemplarische g-Funktion
in der Hochspannungsebene



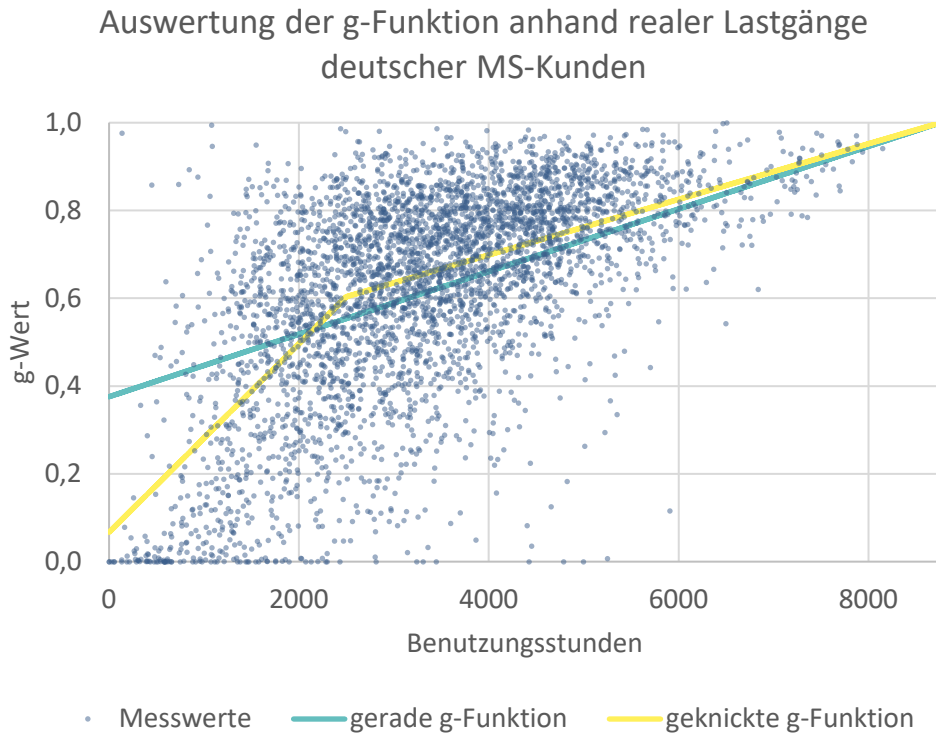
LP- und AP-Belastungsanteile
bei gegebener g-Funktion



- Abrupter Wechsel der mit LP und AP verbundenen Anreizwirkungen am Knickpunkt
- Parametrierung der g-Funktion ist dabei weitgehend arbiträr
- Starke Abhängigkeit der g-Funktion vom gebietsabhängigen Kundenkollektiv

Eigenschaften des Modells der Gleichzeitigkeitsfunktion

Quantitative Auswertung



(Datengrundlage: 3896 MS-Lastprofile in viertelstündlicher Auflösung im Jahr 2016)

Eigenschaften und Bewertung

- Hohe Komplexität
 - Vier Entgeltkomponenten je Netzebene
 - Starke Abhängigkeit vom Kundenkollektiv
- Starker Beitrag zu Netzentgeltanomalien
- LP bewirkt Fehlanreize für Flexibilitätsnutzung
 - Modell ist aber nicht mit Kapazitätspreisen kompatibel
- Modell bildet Realität nicht (mehr) gut ab
 - Annahme, dass Gleichzeitigkeit von Benutzungsstunden abhängt, ist allenfalls grobe Approximation
 - Verlauf mit Knickpunkt statistisch kaum signifikant
 - Variabilität tatsächlicher Gleichzeitigkeiten wird flexibilitätsbedingt zunehmen

→ Abkehr von diesem Modell aus konzeptionellen und quantitativen Gründen sinnvoll

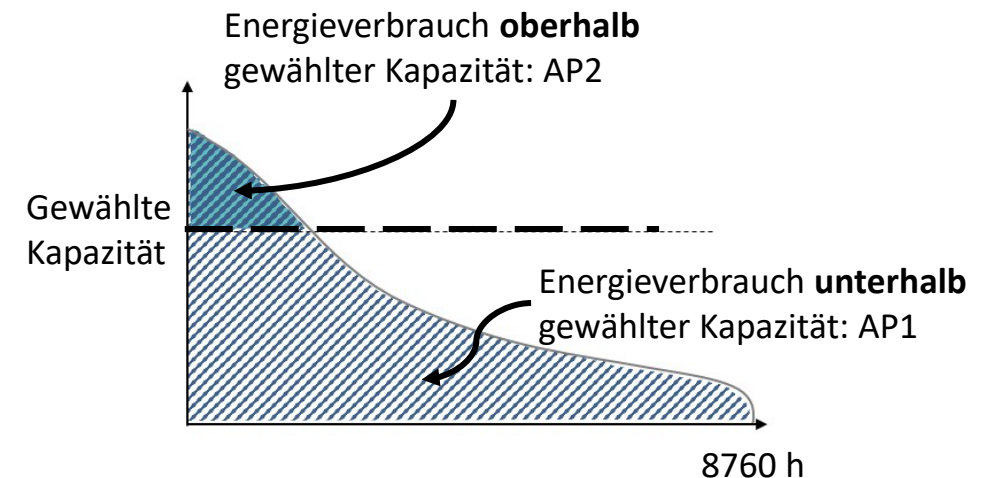
Vorgeschlagenes neues Modell: Kapazitätspreis (KP) auf gewählte Kapazität in Verbindung mit zweistufigem Arbeitspreis (AP1/2)

Kernziele

- Abschwächung der Fehlanreize für Flexibilitätsnutzung
- Aufrechterhaltung eines zweigliedrigen Entgeltmodells für ausgewogene Kostenallokation mit vertretbaren Umverteilungseffekten gegenüber Status quo

Vorgeschlagenes Modell (für RLM-Verbraucher)

- Kunde wählt Kapazität auf Basis seines Strombezugsprofils
 - Gewählte Kapazität darf (auch häufig) überschritten werden
 - Kapazität ist nicht als Leistungsobergrenze zu verstehen
- Drei Entgeltkomponenten
 1. AP1 für Bezugsmenge unterhalb gewählter Kapazität
 2. (Höherer) AP2 für Bezugsmenge oberhalb gewählter Kapazität
 3. Leistungsbezogener Preis für gewählte Kapazität
- Wirkung: Kapazitätsüberschreitung führt nicht zu erhöhter KP-Zahlung, sondern nur zur Zahlung eines höheren AP
- Parametrierung erfordert:
 - Vorgaben zu KP-Erlösanteil, Verhältnis AP2/AP1, evtl. Mindestkapazität
 - Antizipation der Kapazitätswahl auf Basis vergangener Bezugsprofile



Schematische Dauerlinie des Strombezugs eines Verbrauchers

Entgeltmodell für Niederspannungs-Kleinverbraucher: Weiterhin GP/AP

Überlegungen zum Handlungsbedarf

- GP/AP-Modell etabliert und bei Kunden ohne iMSys einzige Möglichkeit
 - GP reflektiert in pauschaler Form nutzungsunabhängigen Netzkostenanteil; Bemessung ist allerdings sehr uneinheitlich
- Hauptproblem: Eigenverbrauch der Prosumer führt zu wachsender Umverteilung zulasten Verbrauchern ohne Erzeugungsanlage

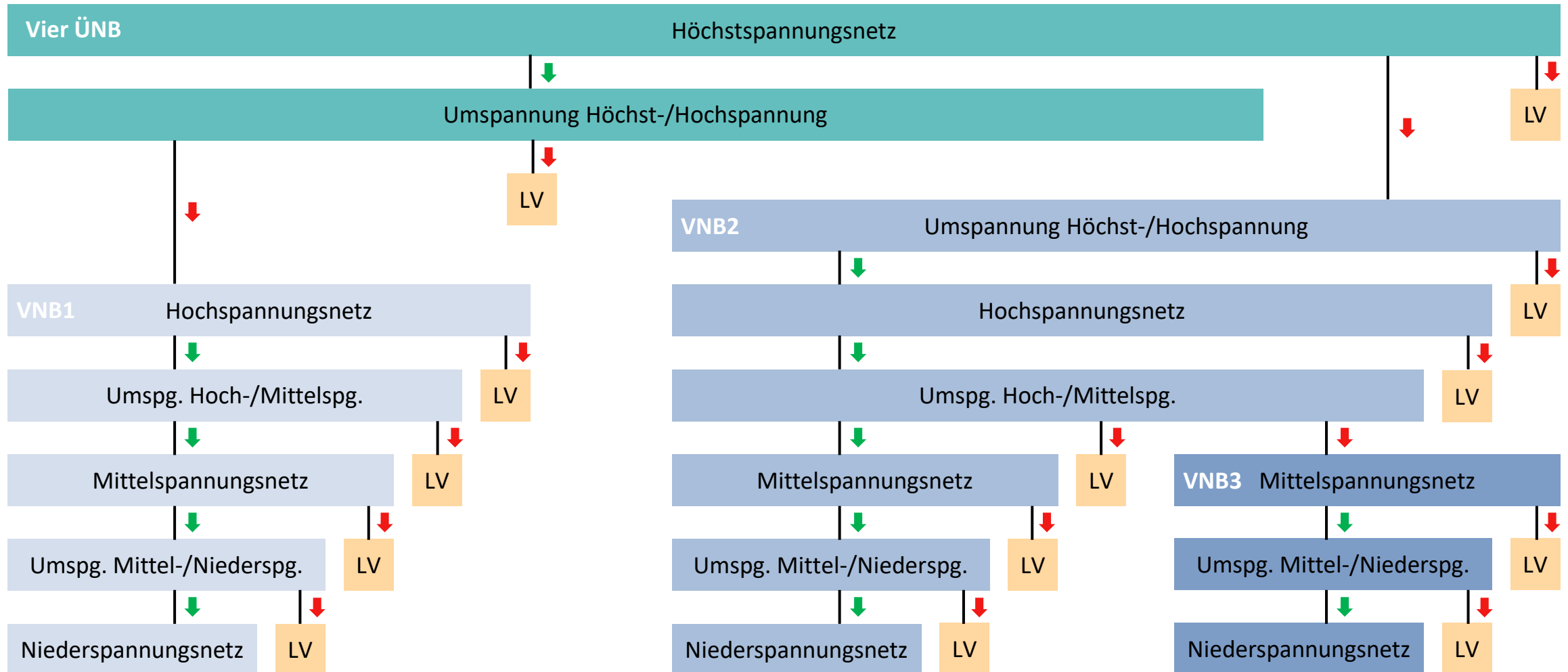
Betrachtete, aber verworfene Optionen

- Anwendung des vorgeschlagenen KP/AP-Modells auch auf iMSys-Kunden
 - Kein großer Nutzen bzgl. Umverteilung, dafür neuer Fehlanreiz für Flexibilitätsnutzung und erheblicher Zusatzaufwand im Massengeschäft
- Saisonal differenzierte Arbeitspreise
 - Signifikante Verbesserung der Kostenallokation nur mit sehr hoher und zeitlich stark differenzierter Spreizung erreichbar
- Erhöhung GP für alle Kleinverbraucher oder Staffelung GP (nur) nach Stromverbrauch oder Jahreshöchstlast
 - Keine gezielte/ausgewogene Erhöhung des Finanzierungsbeitrags aller Prosumer

Vorgeschlagene Option

- GP-Aufschlag für Prosumer, um ausgewogenere Beteiligung an Finanzierungsaufgabe zu erreichen
 - Ausdrücklich nicht als Einspeiseentgelt oder gar Sanktionierung von Eigenverbrauch zu verstehen
 - Bemessung pauschal oder abhängig von der Größe der Erzeugungsanlage (mit Bagatellgrenze)
 - Umsetzung erfordert Zuordnung von (Eigen-)Erzeugungsanlagen zu Marktlokationen
- Zusätzliche GP-Staffelung aus anderen Gründen (z.B. Schutz von Kleinstverbrauchern) grundsätzlich denkbar

Vertikale Kostenwälzung Status quo: Netzentgelt-Zahlungen zwischen Netzbetreibern



LV: Letztverbraucher ↓ : Abrechnung Netzentgelte ↓ : Interne Verrechnung Netzentgelte

Vorschläge zur Reform der vertikalen Kostenwälzung

Handlungsbedarf

- Heutiges Modell bewirkt regional unausgewogene Kostenallokation und fördert Netzentgeltanomalien
- EE-Mehrkostenausgleich sozialisiert netzseitige Mehrkosten durch EE, behebt die Probleme der Kostenwälzung aber nicht

Verworfenne Gestaltungsoptionen

- Anwendung des neuen KP/AP-Modells auch für Kostenwälzung
 - Keine befriedigende Verbesserung der Kostenallokation; Kapazitätswahl durch VNB fragwürdig
- Bidirektionale Kostenwälzung
 - Konzeptionell fragwürdig; Kostenallokationswirkungen u.U. problematisch

Vorschlag: Entkopplung von Kostenwälzung und Entgeltstruktur

- Einführung einer eigenständigen Schlüsselungsmethodik für die Kostenwälzung
 - Erweiterter Spielraum für Schlüsselungsprinzipien
 - Vorschlag: Schlüsselung nach „netzbezogenem Letztverbrauch“
 - Definition: Summe des Strombezugs durch Letztverbraucher in einer betrachteten Ebene und allen unterlagerten Ebenen
 - Fokussierung auf Arbeit hier aus praktischen Gründen vorteilhaft und mit Blick auf Kostenallokationswirkungen gut vertretbar
 - Kalkulation erfordert Informationsübermittlung von unterlagerten Ebenen und Regeln für punktuelle Netzzuordnungen
- Bewirkt ausgewogenere Allokation vorgelagerter Netzkosten ohne Entgeltanomalien, teils unter Entlastung höherer Netzebenen
- Kombination mit EE-Mehrkostenausgleich weiterhin sinnvoll

Entgelte mit Finanzierungsfunktion für Einspeiser

Status quo

- Keine Netzentgelte für Einspeiser
- Stattdessen Auszahlung von Entgelten für dezentrale Einspeisung, die aber in wenigen Jahren auslaufen sollen

Überlegungen zum Handlungsbedarf

- Finanzierungsbeteiligung von Einspeisern wird in der Debatte aus verschiedenen Gründen gefordert
 - Entlastung von Verbrauchern
 - Regionale Umverteilung durch Finanzierungsbeitrag in EE-starken Gebieten → gleiches Ziel wie bei EE-Mehrkostenausgleich
 - Standortsteuerung; Synchronisation mit Netzausbau → eigentlich Gegenstand der Anreizfunktion der Netzentgelte, z.B. über BKZ

Bewertung von Handlungsbedarf und Gestaltungsoptionen

- Begründungen für Handlungsbedarf teilweise fragwürdig
 - Einspeiser-Entgelte würden weitgehend über Marktmechanismen oder Fördersysteme weitergereicht → kaum Entlastung für Verbraucher
 - EE-Mehrkostenausgleich würde allenfalls bei sehr hohen Einspeiser-Entgelten erübrigt
 - Verzicht auf Einspeiser-Entgelte wäre keine Diskriminierung, sondern legitime Gestaltungsoption eines Infrastruktur-Finanzierungssystems
 - Entgelte mit Auswirkung auf Kraftwerkseinsatz (z.B. AP oder LP) führen mit hoher Wahrscheinlichkeit zu Ineffizienzen
- Falls Finanzierungsbeteiligung gewünscht, sollte das Entgelt weitgehend fix, planbar und gering bemessen sein, z.B. als Kapazitätspreis auf Netzanschlusskapazität (NAK) mit Bemessungsvorgabe durch BNetzA (unter Beachtung von EU-Vorgaben)

Entgelte mit Finanzierungsfunktion für Speicher

Status quo

- Grundsätzlich Behandlung als Letztverbraucher → verbrauchsseitige Netzentgelte für Strombezug
- Weitreichende Befreiungsregelungen, die aber im Aug. 2029 auslaufen

Handlungsbedarf

- Erneute Sonderregelung erforderlich, da reguläre Netzentgelte zu vielfach prohibitiver Kostenbelastung mit gravierenden Auswirkungen auf Speichereinsatz und -ausbau führen würden
- Grundsätzliche Beteiligung an Netzentgelten wird jedoch als Voraussetzung für Anwendung von Entgeltkomponenten mit Anreizfunktion gesehen, z.B. dynamischen Entgelten (→ netzorientierter Einsatz) und BKZ (→ Standortsteuerung)

Bewertung von Gestaltungsoptionen

- Entgelte mit Auswirkung auf Speichereinsatz (z.B. AP oder LP) führen mit hoher Wahrscheinlichkeit zu ineffizientem Einsatz
 - Auch Übertragung des vorgeschlagenen neuen Entgeltmodells (KP/AP) auf Speicher wäre problematisch
 - Allenfalls reguläre Entgelte auf Speicherverluste denkbar, aber ebenfalls mit Risiken für effizienten Speichereinsatz
- Reine Finanzierungsbeteiligung am besten durch weitgehend fixe, planbare Entgeltkomponente wie KP auf NAK realisierbar
- Bemessung sollte sehr moderat sein, da unmittelbar relevant für Wirtschaftlichkeit von Speicherinvestitionen
 - Gesamtbelastung durch Netzentgelte, BKZ, Restriktionen durch FCAs und evtl. sonstige Kosten zu beachten
 - Einheitliche Bemessungsvorgabe durch BNetzA sinnvoll

Dynamische Netzentgelte: Anreize für netzorientierte Einsatzentscheidungen (1/2)

Zielsetzung

- Internalisierung von Netzkostenwirkungen in Einsatz-/Verhaltensentscheidungen der Netznutzer
 - Preisreiz für netzorientierten Flexibilitätseinsatz → Ergänzend zu Marktpreisen als Grundlage für marktorientierten Einsatz
 - Kann je nach Antizipierbarkeit auch Investitionsentscheidungen beeinflussen
- Schwerpunkt: kurzfristige Engpassmanagementkosten; evtl. auch mittel- bis langfristige Netzausbaukosten
- Nicht weiter vertieft: Entgelte zur Abbildung von Auswirkungen auf Netzverluste

Adressierte Netznutzergruppen

- Speicher: Hochflexible Netznutzer, für die preisbasierter Flexibilitätseinsatz Kerngeschäft ist
 - Besonders geeignete Adressaten für dynamische Netzentgelte, auch weil Integration in Redispatch schwierig ist
 - Systematische Umverteilungseffekte voraussichtlich überschaubar
 - Sonderfall Co-Location (mit Verbrauch oder Erzeugung) gesondert zu betrachten
- Erzeuger: Ebenfalls hochflexible Netznutzer, die aber schon über Redispatch adressiert werden können
 - Risiko einer im Vergleich zu Redispatch weniger zielgenauen Steuerung relativ hoch
 - Systematische Mehr-/Minderbelastungen aufgrund „natürlicher“ Einsatzweise potenziell erheblich
 - Anwendbarkeit und Sinnhaftigkeit dynamischer Netzentgelte fragwürdig
- Verbraucher: Flexibilitätseinsatz ist kein Kerngeschäft; Potenziale sehr heterogen; Integration in Redispatch praktisch unmöglich
 - Anwendung dynamischer Netzentgelte grundsätzlich erstrebenswert
 - Verteilungswirkungen und ggf. notwendige Kompensationsmaßnahmen zu berücksichtigen

Dynamische Netzentgelte: Anreize für netzorientierte Einsatzentscheidungen (2/2)

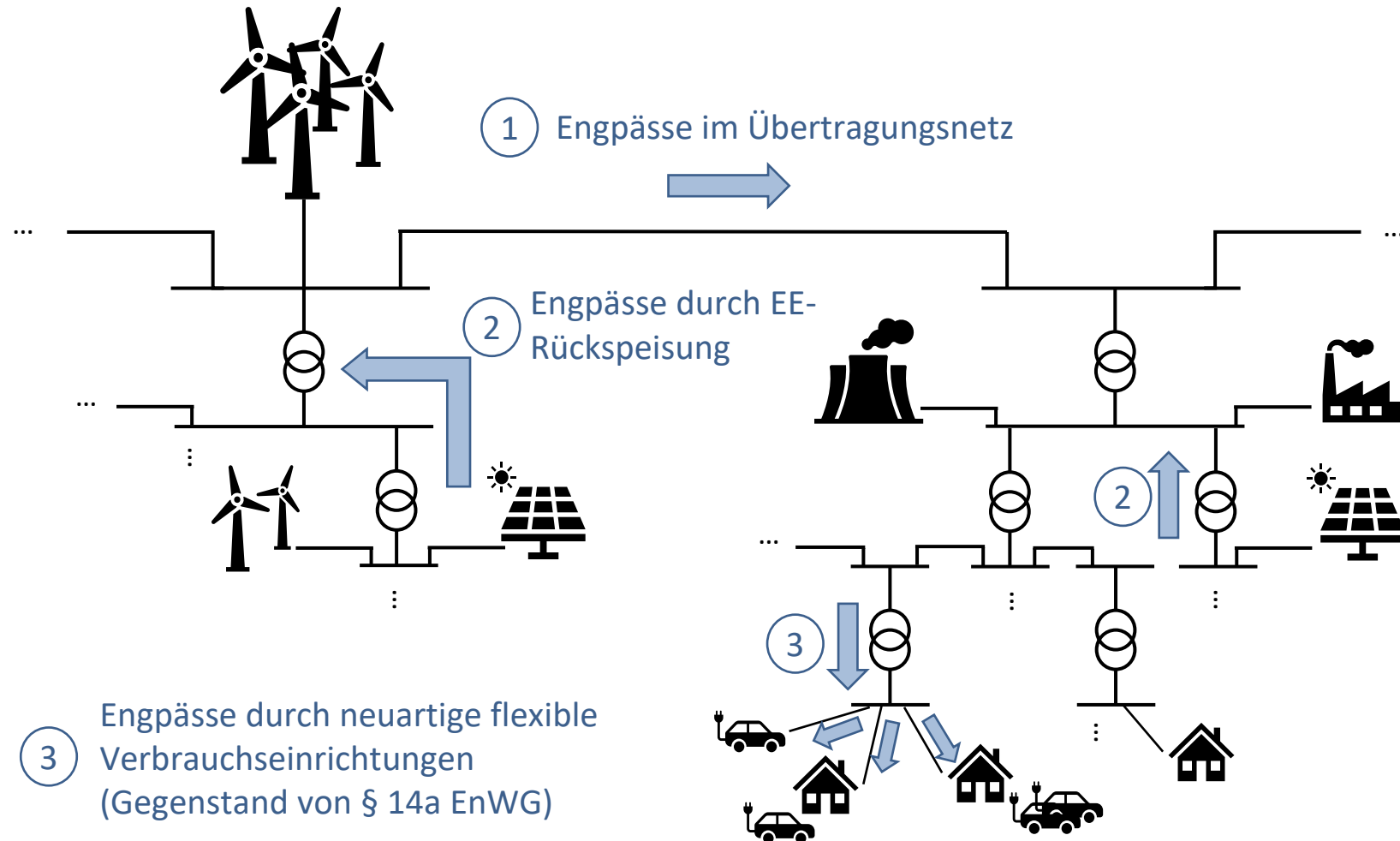
Adressierte Engpasstypen und Netzebenen

- Netzengpässe bestehen auf unterschiedlichen Ebenen (s. Folgeseite)
- Zumindest anfangs Fokussierung auf dominante Engpässe in oberen Netzebenen sinnvoll
 - Vorbehalt: Auf Netzebene 1 (Höchstspannung) besondere Vorsicht aufgrund Prognoseunsicherheiten, Auslandseinflüssen etc. geboten
- Dennoch möglichst baldige Einbeziehung von Flexibilität auf allen Netzebenen sinnvoll
 - Hierzu perspektivisch Top-down-Weitergabe von Beiträgen zu dynamischen Netzentgelten, auch als Koordinationsmechanismus
 - Zeitliche Staffelung der Einführung hier eher aus praktischen Gründen

Empfehlungen zu wesentlichen Gestaltungsaspekten

- Arbeitsbezogene dynamische Entgeltkomponente
- Symmetrische Ausgestaltung (= vorzeichengerecht für Einspeisung/Entnahme)
- Abweichung von null nur dann und dort, wann/wo Engpässe auftreten und entlastendes Verhalten angereizt werden soll
- Zeitliche Granularität grundsätzlich viertelstündlich
- Festlegung jeweils für Folgetag rechtzeitig vor Day-ahead-Spotmarktauktion
- Örtliche Granularität entsprechend Lage und Ausdehnung der adressierten Netzengpässe
- Grundsätzlich verpflichtende Anwendung (soweit Netznutzergruppen grundsätzlich einbezogen werden)
- Bemessung so, dass ausreichende/gewünschte Reaktion erreicht wird, aber Überreaktionen vermieden werden
 - Erarbeitung brancheneinheitlicher Bemessungsmethodik, die von einzelnen Netzbetreibern „nur“ umgesetzt wird, unerlässlich

Dynamische Netzentgelte können unterschiedliche Engpasstypen adressieren und erfordern daher einen geeigneten Koordinationsmechanismus





consentec

Tel. +49 241 93836-0
info@consentec.de
<https://www.consentec.de>

Consentec GmbH
Grüner Weg 1
52070 Aachen
Deutschland