

Anreizmechanismen zur Stromnetzentlastung

Einordnung der Konzepte aus unIT-e²

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

UN | IT | E²

Reallabor für verNETzte E-Mobilität

Anreizmechanismen zur Stromnetzentlastung

Einordnung der Konzepte aus unIT-e²

Impressum

Herausgeber



Am Blütenanger 71
80995 München
+49 (0)89 158121-0
info@ffe.de
www.ffe.de

Veröffentlicht am

28.02.2025

Autoren

Vincenz Regener
Nele Maas
Michael Hinterstocker
Paul Mergner (FfE Edu)

Stellv. wissenschaftlicher Leiter

Dr.-Ing. Serafin von Roon

Geschäftsleitung

Dr.-Ing. Serafin von Roon
Dr.-Ing. Christoph Pellingner
Dr.-Ing. Anna Gruber
Dr.-Ing. Andrej Guminski

Bitte zitieren als

FfE (2025): Anreizmechanismen
zur Stromnetzentlastung - Einordnung der Konzepte
aus unIT-e²

Förderkennzeichen

Das Forschungsprojekt wird durch das
Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
gefördert (Förderkennzeichen: 01MV21UN11).



Versionsnummer Vorlage: TL20230613

Kurzzusammenfassung

Die Transformation des Energiesystems geht mit einem grundlegenden Wandel einher, weg von zentralisierten, fossilen Versorgungsstrukturen hin zu einem dezentralen, erneuerbaren System. Um das flexible Potenzial dieser dezentralen Anlagen zu heben und sie sicher und effizient in das Energiesystem zu integrieren, braucht es neben technischen Lösungen eine Umstrukturierung der Energiewirtschaft. In diesem Beitrag diskutieren wir verschiedene Anreizmechanismen und Werkzeuge, die insbesondere auf das netzdienliche Verhalten dezentraler Anlagen abzielen und diesen Paradigmenwechsel darstellen können.

Inhalt

- 1** Zu Beginn schildern wir die aktuellen Herausforderungen und Potenziale, die sich aus dem Hochlauf neuer flexibler Verbraucher insbesondere für die Stromnetze ergeben.
- 2** In Kapitel 2 gehen wir auf den bestehenden Rechtsrahmen zu netzentlastenden Mechanismen ein und arbeiten heraus, welche Potenziale durch geltendes Recht noch nicht vollständig erfasst werden.
- 3** Kapitel 3 gibt einen Überblick über die verschiedenen Ansätze zur Netzentlastung in Europa. Dabei wird nach Werkzeugen für das Übertragungs- und Verteilnetz sowie nach Marktplattformen und Preisanreizen unterschieden.
- 4** Kapitel 4 kategorisiert die vorgestellten Mechanismen anhand eines übergeordneten Schemas und ergänzt sie mit innovativen Ansätzen aus der Wissenschaft. Außerdem werden die wichtigsten Vor- und Nachteile der Mechanismen diskutiert.
- 5** In Kapitel 5 folgt eine vergleichende Einordnung der vorgestellten Konzepte und diskutiert mögliche zukünftige Entwicklungen für die Regulatorik in Deutschland in diesem Themenbereich.

1 Hintergrund und Zielsetzung

Hochlauf flexibler Verbraucher

Die Energiewende bedeutet einen tiefgreifenden Wandel der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur im deutschen Energiesystem. Statt konventioneller Großkraftwerke basierend auf fossilen Energieträgern und Kernenergie, werden Wind und Sonne zu den wichtigsten Energieträgern einer klimaneutralen Energieversorgung. Dadurch wird die Energieversorgung volatil und dezentraler. Daneben gehört zur Dekarbonisierung des Energiesystems auch eine weitgehende Elektrifizierung der Sektoren Wärme (bspw. über Wärmepumpen auf Haushaltsebene oder bei Gewerbe, Handel und Dienstleistungen), Verkehr (über Elektrofahrzeuge) und Industrie. Dies hat zur Folge, dass der Stromverbrauch in den nächsten Jahren massiv ansteigen wird /ÜNB-02 23/.

Dabei schafft die Elektrifizierung der Sektoren über das gezielte Verschieben oder Steuern von Lasten auch enorme Flexibilitätspotenziale. Gerade die dezentrale Flexibilität auf Haushaltsebene von Elektroautos, Wärmepumpen und Heimspeichern wird aufgrund ihrer schier Masse eine wichtige Rolle spielen. Heute beträgt die installierte Gesamtleistung der haushaltsnahen Flexibilität (Elektrofahrzeuge, Heimspeicher und Wärmepumpen) 20 GW. Bis 2037 könnte die Gesamtleistung auf 365 GW ansteigen und damit die Jahreshöchstlast 2022 um den Faktor 5 übersteigen. Die installierte Leistung der

haushaltsnahen Flexibilität wäre dann 7-mal so groß, wie die installierte Leistung klimaneutraler Gaskraftwerke /AGORA-02 23/.

Zunahme der Netzbelastungen

Die Netze stehen bereits heute vor großen Herausforderungen. Im Jahr 2023 mussten die Netzbetreiber im Umfang von 34 TWh Maßnahmen zur Bewältigung von Netzkapazitätsengpässen (Redispatch und Countertrading) ergreifen /BNETZA10 24/. Das ist ungefähr dreimal der jährliche Stromverbrauch von Berlin /SNB01 23/. Dies zeigt, dass die Netze in vielen Fällen bereits an ihre Kapazitätsgrenzen kommen. Grund für die seit Jahren stetig ansteigenden Engpässe im Übertragungs- und Verteilnetz ist bisher vor allem der Ausbau der dezentralen Erzeugungsanlagen. Hierzu gehört zum einen der Ausbau der Windenergie im lastfernen Norden und Osten und auf See und zum anderen der Anschluss von einer großen Anzahl Aufdach-Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) auf den unteren Spannungsebenen. Um die Kapazitäten der Stromnetze zu erhöhen, müssen diese um- und ausgebaut werden.

Künftig könnte jedoch die Verbrauchsseite zu einem zusätzlichen Treiber für den Netzausbau werden. Denn die steigende Stromnachfrage bedingt einen höheren Bedarf an Transportkapazität. Davon betroffen sind vor allem – aber nicht nur – die unteren

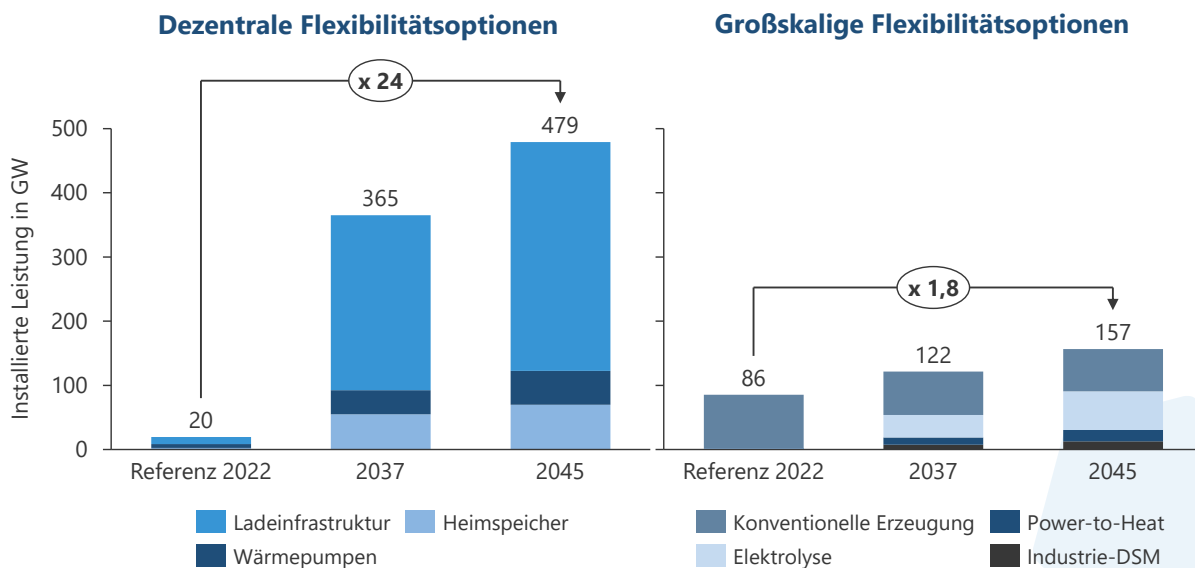


Abbildung 1-1: Installierte Leistung verschiedener Flexibilitätsoptionen. Basierend auf dem Szenario B des Szenariorahmenentwurf 2025 der ÜNB /HERTZ-01 24/ und eigenen Annahmen zur Umrechnung.

Netzebenen im Verteilnetz, an denen Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge bzw. Ladepunkte angeschlossen werden. Daneben weisen Elektroautos und Wärmepumpen ein anderes Lastprofil auf. Sie fragen Strom mit höheren Leistungen und Gleichzeitigkeiten nach als übliche Haushaltsgeräte und können so zu neuen und höheren Leistungsspitzen führen. Beispielhaft zeigt die Studie „Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen“ /AGORA-02 23/, dass sich bei ungesteuerter Nutzung von Elektroautos und Wärmepumpen ein Netzausbaubedarf in der Niederspannung in Höhe von 7 Mrd. € bis 2035 ergibt. Wenn die Flexibilität von Elektroautos, Wärmepumpen und Heimspeichern über Preissignale der Strombörse angereizt wird, um ihren Verbrauch auf die volatile Erzeugung abzustimmen, steigen die Kosten auf 17,5 Mrd. €. Der Grund dafür ist, dass der Strommarktpreis die begrenzten Netzkapazitäten nicht widerspiegelt.

Flexibilität sicher und effizient integrieren

Um Engpässe langfristig zu vermeiden, muss das Netz ausgebaut werden. Dass ein Ausbau auf allen Spannungsebenen notwendig ist, um Netzkapazität für die neuen Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen zu schaffen, ist unstrittig. Die Höhe des Ausbaubedarfs insbesondere auf Verteilnetzebene ist jedoch häufig Gegenstand von Diskussionen. Denn durch den netzorientierten Einsatz lastseitiger Flexibilitätspotenziale kann der Netzausbaubedarf reduziert oder zumindest aufgeschoben werden. Und bei jeglichem Netzausbaubedarf ist zu berücksichtigen, dass die Planungshorizonte für den Aus- und Umbau von Netzkapazitäten häufig lang sind. Zudem können Komplikationen, wie Material- und Fachkräftemangel schnell zu Verzögerungen in der Planung und des Baus führen. Es ist daher davon auszugehen, dass der Netzausbau gerade auf den unteren Anschlussebenen nicht mit dem Hochlauf der flexiblen Verbraucher schritthalten wird. Das Auftreten von Engpässen ist dann unvermeidbar.

Netzbetreiber benötigen daher Instrumente, um Netzengpässe kurzfristig zu vermeiden. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat mit ihren Festlegungen zum § 14a EnWG im November 2023 wichtige Rahmenbedingungen für eine netzorientierte Steuerung von flexiblen Verbrauchsanlagen durch die Netzbetreiber auf der Niederspannungsebene geschaffen. Damit wird sichergestellt, dass der Anschluss und die Nutzung von neuen, flexiblen Verbrauchsanlagen (zumindest auf der Niederspannungsebene) nicht verzögert wird.

Daneben führt die BNetzA zugleich das erste Mal ein anreizbasiertes und freiwilliges Instrument zur netzdienlichen Flexibilitätserbringung ein. Durch statisch, variable Netzentgelte im Niederspannungsnetz (je

Netzgebiet) sollen Verbraucher:innen mit flexiblen Lasten künftig signalisiert bekommen, in welchen Zeiträumen Last aus Netzperspektive verschoben werden sollte. Damit kann unter anderem eine bessere Nutzung der Niederspannungsnetze erreicht und die Wahrscheinlichkeit, dass Netzengpässe auftreten begrenzt werden. Inwiefern die nun regulatorisch eingeführten statisch, variablen Netzentgelte nach ihrer Umsetzung eine Wirkung entfalten, gilt es zu beobachten. Die ersten variablen Netzentgelte wurden im Zuge der Veröffentlichung der vorläufigen Netzentgelte für das Jahr 2025 von den Verteilnetzbetreibern (VNB) im Oktober 2024 bekannt gegeben. Eine Übersicht findet sich in /FFE29 24/.

Hintergrund und Inhalt des Papiers

Die Diskussion zur netzorientierten Einbindung von lastseitigen Flexibilitätspotenzialen sollte damit jedoch nicht abgeschlossen oder bis zu einer Umsetzung und Evaluierung der § 14a-Instrumente vertagt werden, denn seit mehreren Jahren wird eine Vielzahl verschiedener anreizbasierter Mechanismen in der Branche und Wissenschaft diskutiert. Dabei ist bisher noch nicht klar, wie das Zielbild einer netzorientierten und effizienten Einbindung flexibler Verbrauchsanlagen im klimaneutralen Energiesystem aussehen sollte.

Im Rahmen von unIT-e² wurden verschiedene anreizbasierte Mechanismen konzeptioniert und diskutiert. Dazu gehören auch Mechanismen, die unter eine marktgestützte Flexibilitätsbereitstellung fallen könnten, wie sie im § 14c EnWG angelegt und auf europäischer Ebene gefordert wird. Der Fokus liegt dabei auf einer netzorientierten Flexibilitätsbereitstellung im Niederspannungsnetz, der Anschlussebene für haushaltsnahe Flexibilitätsoptionen, wie Wärmepumpen, Elektroautos oder Energiespeicher. Dennoch sollte die Diskussion sich künftig nicht nur auf die Niederspannungsebene beschränken.

Das vorliegende Papier:

- **beschreibt den regulatorischen** Rahmen, vor dessen Hintergrund die Engpassmanagement-Mechanismen zu betrachten sind;
- **gibt einen Überblick über** die in **Europa eingesetzten Mechanismen** zum Engpassmanagement;
- **nimmt eine Kategorisierung diskutierter Engpassmanagement-Mechanismen vor** und ordnet die in unIT-e² konzeptionierten Mechanismen ein;
- **erläutert die Ansätze** und **ordnet** diese aus neutraler Perspektive qualitativ **ein**.

2 Regulatorischer Rahmen für Netzengpassmanagement-Maßnahmen

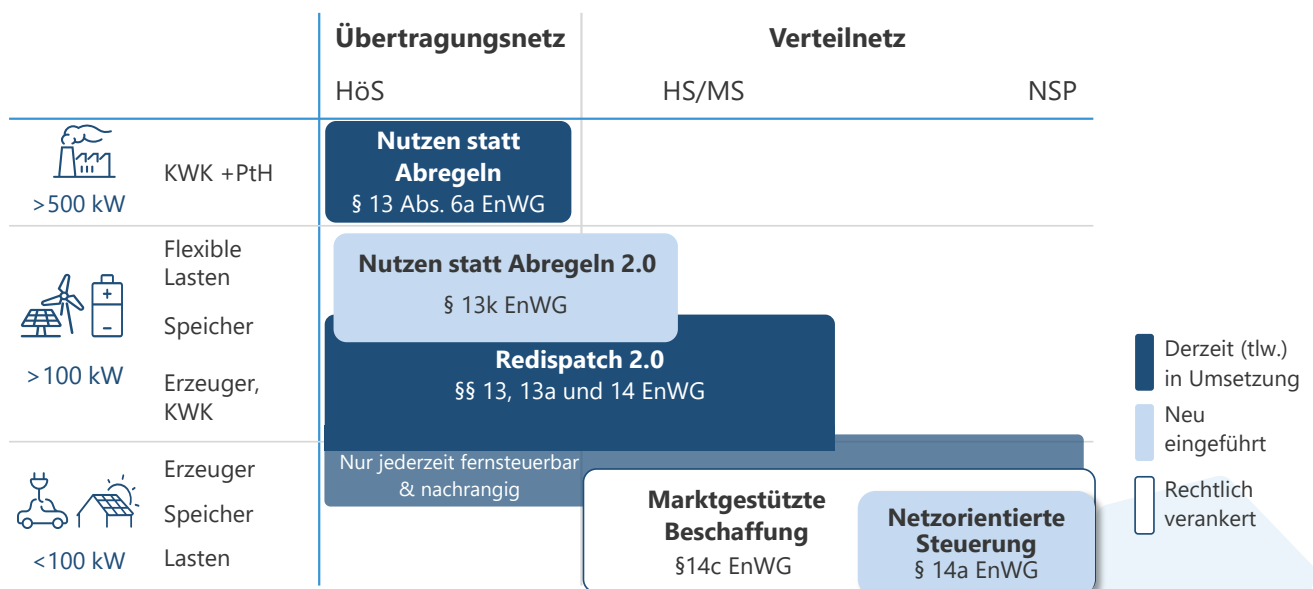
Für die Weiterentwicklung von netzdienlicher Flexibilitätsbereitstellung spielt der Rechtsrahmen, bestehend aus höherrangigem EU-Recht, nationaler Gesetzgebung, Verordnungen und Festlegungen, eine entscheidende Rolle. Häufig werden darin Zielbilder verankert und Gestaltungsräume aufgezeigt. Diese sind grundsätzlich veränderbar. Jedoch kann nur am Status Quo gemessen werden, welcher Aufwand mit der Umsetzung von bisher nicht genutzten Mechanismen einhergehen würde.

Das Netzengpassmanagement wurde zuletzt im Jahr 2019 mit der Aufnahme von EE/KWK-Anlagen größer 100 kW in das Redispatch-Regime, dem sogenannten Redispatch 2.0, grundlegend reformiert. Mit der Änderung sollte die Flexibilität von EE- und KWK-Anlagen effizienter als mit dem vorher geltenden Einspeisemanagement in den Netzbetrieb eingebunden werden /DIE-02 19/. Die Umsetzung von Redispatch 2.0 erfolgt derzeit noch über eine Übergangslösung. Die ursprünglich bis zum 31. Mai 2022 angeordnete vollständige und flächendeckende Umsetzung der Regelungen ist derzeit aufgrund von Implementierungshürden ausgesetzt /BDEW-05 23/. Das deutsche Redispatch-Regime ist dabei rein kostenbasiert,

d. h. Anlagen werden zur Teilnahme verpflichtet und finanziell indifferent gegenüber einem Abruf gestellt.

Die Lastseite ist, wie in Abbildung 1-1 dargestellt, nicht Bestandteil des Redispatch-Regimes. Eine netzdienliche Flexibilitätsbereitstellung auf der Lastseite wird derzeit im Rechtsrahmen über Einzel- bzw. Ausnahmeregelungen adressiert. Diese beschränken sich entweder auf bestimmte Anlagentypen und/oder auf den Einsatz auf bestimmten Spannungsebenen. Auf der hier im Fokus stehenden Niederspannungsebene sind die Regelungen des **§ 14a EnWG zur netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen** und **§ 14c EnWG zur marktgestützten Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen** im Elektrizitätsverteilernetz relevant. Die Inhalte und Ziele der Paragraphen werden in Kapitel 2.1 und Kapitel 2.2 erläutert.

Gegenstand aktueller Diskussionen zur Erschließung der lastseitigen Flexibilität im Verteilnetz sind aber nicht nur die Ausgestaltung oder Weiterentwicklung dieser Einzelregelungen zum Engpassmanagement. Anreize für eine netzdienliche Flexibilitätsbereitstellung werden auch im Rahmen einer grundsätzlichen Reform der Netzentgeltsystematik diskutiert. Daher werden als Teil des Rechtsrahmens auch die



Abkürzungen: HöS = Höchstspannung, HS = Hochspannung, MS = Mittelspannung, NSP = Niederspannung, KWK = Kraft-Wärme-Kopplung, PtH = Power-to-Heat

Abbildung 2-1: Stilistische Darstellung der vom derzeitigen Rechtsrahmen adressierten Flexibilitätsoptionen zur netzdienlichen Flexibilitätsbereitstellung (für das Engpassmanagement).

grundsätzlichen Ziele und Eigenschaften der heutigen **Netzentgeltsystematik** für Niederspannungskund:innen in Kapitel 2.3 skizziert.

Entwicklungen und Gestaltungsmöglichkeiten im nationalen Rechtsrahmen werden maßgeblich von höher-rangigem EU-Recht vorgegeben. Für das Netzengpassmanagement und die Ausgestaltung von Netzentgelten sind insbesondere die unionsrechtlichen Vorschriften aus der **Strombinnenmarkt-Verordnung (Verordnung (EU) 2019/943) (EBM-VO) /EU-03 19/** und der **Strombinnenmarkt-Richtlinie (Richtlinie (EU) 2019/944) (EBM-RL) /EU-18 09/** relevant. Diese wurden zuletzt im Rahmen des Clean Energy Packages neugefasst bzw. geändert. Zielbild des europäischen Regulierungsrahmens ist dabei die Nutzung von transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Mechanismen (im Gegensatz zum deutschen Ansatz) für das Netzengpassmanagement (siehe u.a. Art. 13 EBM-VO, Art. 32 EBM-RL).

Im Jahr 2023 hat die europäische Kommission vor dem Hintergrund der europäischen Energiekrise eine weitere **Reform des europäischen Strommarktde-signs** angestoßen /ECD02 23/. Für den Themenschwerpunkt des vorliegenden Papers dürfte insbesondere die geplante Erweiterung des Zielkatalogs für Netzentgelttarife von Interesse sein (geregelt in Art. 18 EBM-VO-E), gegebenenfalls auch die geplanten Regelungen zu Fördermechanismen für Flexibilität (siehe Art. 19e ff. EBM-VO-E) /COT01 23/. Die mit der Reform geplante Einführung von „Peak Shaving Products“ in bestimmten Fällen wird eher als eine Form der systemdienlichen Integration von lastseitiger Flexibilität gesehen.

Daneben befindet sich derzeit der **„Network Code on Demand Response“** in Ausarbeitung, in dem konkretere Regeln und Prinzipien zur Erschließung und Nutzung von flexiblen Lasten zu erwarten sind /ENT-SOE01 24/. Der Network Code wird dann verbindlich und unmittelbar für die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber in der EU anwendbar sein.

2.1 § 14a EnWG – Netzorientierter Steuerungseingriff und Einführung statisch variabler Netzentgelte

Bereits 2011 wurde der § 14a in das EnWG aufgenommen mit dem Ziel steuerbare Lasten („unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen“ in der damaligen Regelung genannt) zur Netzentlastung auf der Niederspannungsebene „intelligent“ einzusetzen / DIP-03 11/. Im Gegenzug für eine netzorientierte Steuerung sollen

Verbraucher ein reduziertes Netzentgelt erhalten. Bisher blieb die Wirkung der Regelung jedoch weit hinter den Zielen zurück. Flächendeckend wurde sie nur in Form eines reduzierten Netzentgelts für den nachts bezogenen Heizstrom von Nachtspeicherheizungen umgesetzt /IKEM-02 19/. Die Gründe für die bisher fehlende Umsetzung einer intelligenten Netzsteuerung im Verteilnetz sind vielfältig. Entscheidend war unter anderem die bislang fehlende bundeseinheitliche Ausgestaltung von § 14a durch eine Rechtsverordnung. Diese Hürde wurde nun im November 2023 mit den Festlegungen der Beschlusskammer (BK) 6 /BNETZA-09 23/ und BK 8 /BNETZA-17 23/ der Bundesnetzagentur (BNetzA) aus dem Weg geräumt.

In den Festlegungen zum § 14a EnWG werden nun zwei unterschiedliche Mechanismen für die netzdienliche Erschließung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (SteuVE) definiert:

- die **direkte netzorientierte Steuerung durch den Netzbetreiber** (in zwei Ausgestaltungsvarianten) als Notfallinstrument und
- eine **anreizbasierte implizite Steuerung durch die Einführung von statisch, zeitvariablen Netzentgelten** als Ergänzung zur netzorientierten Steuerung.

Zur Umsetzung der Regelung sind alle Netzbetreiber bezüglich der von ihnen betriebenen Niederspannungsnetze sowie alle Betreiber einer SteuVE mit einer technischen Inbetriebnahme nach dem 31.12.2023 verpflichtet. Für Anlagen mit einer Inbetriebnahme vor diesem Datum gilt ein Bestandschutz. Zusätzlich können bis zum 31.12.2026 durch Betreiber einer SteuVE die technische Unmöglichkeit zur Teilnahme an einer Vereinbarung zur netzorientierten Steuerung geltend gemacht werden. Damit soll „einzelnen besonderen Härtefällen“ /BNETZA-09 23/ begegnet werden, in denen eine Anlage sonst generell nicht ans Netz angeschlossen werden dürfte. Eine SteuVE ist definiert als ein nicht-öffentlicher Ladepunkt für Elektromobile, eine Wärmepumpenheizung unter Einbeziehung von Heizstäben, eine Anlage zur Raumkühlung oder ein Stromspeicher mit einem maximalen Leistungsbezug über der Aufgreifschwelle von 4,2 kW und einem unmittelbaren oder mittelbaren Anschluss an die Niederspannung. Die Behandlung von Stromspeichern als Verbrauchseinrichtung bezieht sich hierbei auf den Ladevorgang.

Ausgestaltung der direkten netzorientierten Steuerung nach § 14a EnWG

Damit Netzbetreiber steuernd auf SteuVE zugreifen dürfen, müssen nach der Festlegung der BK6 zunächst bestimmte **Voraussetzungen** gegeben sein. Diese sind:

- Die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Netzes ist gefährdet oder gestört.
- Die Ermittlung der Erforderlichkeit erfolgt auf Basis einer Netzzustandsermittlung, also auf Basis realer Messdaten und Berechnung durch Netzmodelle. Die BNetzA geht in ihrer vorläufigen Vermutungsregelung davon aus, dass an mindestens 15 % der Anschlüsse im Netz oder 7 % der Anschlüsse – wenn gleichzeitig die Transformatoren messtechnisch erfasst werden – einer Erfassung von Netzzustandsdaten bspw. über das SMGW vorgenommen werden muss.
- Die Reduzierung ist geeignet und objektiv erforderlich, also eine „ultima ratio“, im Sinne, dass sich die Gefährdung nicht durch mildere, weniger eingriffsintensive Maßnahmen, wie etwa netzbezogene Schaltmaßnahmen, abwenden lässt.

Wenn diese Voraussetzungen erfüllt sind, dann ist der Netzbetreiber berechtigt und verpflichtet, im notwendigen Umfang Leistungen zu reduzieren. Der notwendige Umfang bezieht sich dabei auf die Intensität und die zeitliche Dauer des Steuerungseingriffs unter Heranziehung aller SteuVE im Netzbereich. Es ist dabei keine zahlenmäßige oder zeitbezogene Limitierung vorgegeben. Eine **netzwirksame Mindestbezugsleistung von 4,2 kW pro SteuVE** – dies entspricht der Aufgreifschwelle für die Teilnahmeverpflichtung – muss jedoch **immer sichergestellt** sein. Spezialfälle stellen Großwärmepumpen mit einer technischen Netzanschlussleistung über 11 kW dar, die auf maximal 40 % ihrer Nennleistung gedimmt werden können. Bei mehreren SteuVE pro Netzanschlusspunkt kommt ein gestaffelter Gleichzeitigkeitsfaktor zum Einsatz, der die Mindestbezugsleistung pro SteuVE bei einer steigenden Anzahl an Anlagen reduziert. Über ein Heim-Energie-Managementsystem (HEMS) kann jedoch örtliche Erzeugung mit dem Leistungsbezug steuerbarer Verbraucher verrechnet werden. Der klassische Haushaltsverbrauch bleibt von der netzorientierten Steuerung unbehelligt.

Bis zur Umsetzung der notwendigen messtechnischen Voraussetzungen für das netzorientierte Steuern und maximal bis zum Auslaufen der Übergangszeit zum 01.01.2029 erhalten Netzbetreiber die Berechtigung zur sogenannten präventiven Steuerung, die nicht mit

konkreten Überlastungssituationen begründet werden muss. **Präventives Steuern** ohne Netzzustandsermittlung ist jedoch **auf einen Zeitraum von maximal zwei Stunden pro Tag und eine Übergangsfrist von zwei Jahren erlaubt**, bis die Voraussetzungen für netzorientiertes Steuern vorliegen müssen.

Als Gegenleistung für die dem Netzbetreiber zugestandene Flexibilität erhalten Betreiber einer SteuVE eine Reduzierung des Netzentgelts. Für den netzorientierten Steuerungseingriff kann für die Reduzierung des Netzentgelts zunächst zwischen zwei Modulen gewählt werden. Modul 1 beschreibt eine pauschale Reduzierung des Netzentgelts, während es sich bei Modul 2 um eine prozentuale Reduzierung des Arbeitspreises handelt. Betreiber von SteuVE müssen sich für eines dieser beiden Module entscheiden. Dabei wird **Modul 1 als Standard-Modul** angenommen, sofern der Betreiber keine andere Modulauswahl trifft, denn der Pauschalansatz kommt ohne dedizierte Zählpunkte für einzelne SteuVE aus und soll somit den messtechnischen Aufwand minimieren. Die Maßgaben für die zu gewährenden Rabatte in den jeweiligen Modulen sind detailliert in der Festlegung der BK 8 /BNetzA-17 23/ beschrieben.

Ausgestaltung der statisch zeitvariablen Netzentgelte nach § 14a EnWG

Ergänzend zu der netzorientierten Steuerung und der damit verbundenen Netzentgeltreduzierung nach Modul 1 oder 2 führt die Festlegung ein drittes Modul ein. Das Modul 3 stellt ein zeitvariables Netzentgelt dar und soll den Einstieg in ein Anreizsystem zur netzdienlichen Verlagerung der Last darstellen /BNetzA-21 23/ (im Sinne des § 14a Abs. 1 S. 2 EnWG). Mit der Festlegung werden Netzbetreiber verpflichtet, ab dem **01.04.2025 ein solches Anreizmodul als optionale Ergänzung zu Modul 1 anzubieten**. Eine Kombination mit Modul 2 ist nicht vorgesehen, da sich der Hebel des zeitvariablen Tarifs durch die prozentuale Reduktion des Arbeitspreises deutlich verkleinern würde. Im Zuge der Veröffentlichung der vorläufigen Netzentgelte für das Jahr 2025 im Oktober wurden die zeitvariablen von den VNB bekannt gegeben. Eine erste Auswertung zu den Tarifen findet sich in /FFE-29 24/.

Im Rahmen des Moduls 3 muss der Netzbetreiber kalenderjährlich für sein **gesamtes Netzgebiet** Zeitfenster und **Preisstufen (Hochtarif [HT]/Niedertarif [NT]/Standardtarif [ST])** festlegen. Der Standardtarif entspricht dabei dem geltenden Arbeitspreis für Kunden ohne registrierende Leistungsmessung. Die HT-Stufe muss in mindestens zwei Stunden eines Tages abgerechnet werden und darf die ST-Stufe um

maximal 100 % übersteigen. Die NT-Stufe muss im Korridor zwischen 10 und 40 % der ST-Stufe liegen.

Der Netzbetreiber hat die HT- und die NT-Stufe in mindestens zwei Quartalen eines Jahres abzurechnen, kann aber in Jahreszeiten, in denen ein unbeobachtetes Verschieben des Strombezugs aufgrund der Preisstufen nicht verantwortbar wäre, darauf verzichten. Zudem muss das Verhältnis zwischen den Preisstufen so gewählt werden, dass ein hypothetischer Verbraucher mit dem H0-Profil (SLP) bei der Wahl des Moduls 3 nicht schlechter gestellt wird als mit konstantem Arbeitspreis. Damit soll sichergestellt werden, dass Betreiber gegenüber Letztverbrauchern ohne SteuVE nicht bevorteilt werden und eine zusätzliche Entgeltreduzierung erhalten, ohne das eigene Verbrauchsverhalten netzdienlich anzupassen.

Die BNetzA hat sich dabei bewusst für ein einfaches Anreizmodul entschieden, das sich an den bereits in der Breite genutzten HT/NT-Tarifen orientiert. Eine praktische Umsetzung des Moduls sollte daher nach Einschätzung der BNetzA für die Branche zeitnah möglich sein /BNetzA-21 23/. Sie räumt allerdings ein, dass der betriebliche Nutzen des Moduls für Netzbetreiber vermutlich von untergeordneter Bedeutung sei. Dadurch, dass die Beobachtbarkeit in der Niederspannung in vielen Netzgebieten nicht ausreichend etabliert wurde, könne das anreizkonforme Verhalten der Betreiber und damit die Wirksamkeit der Preissignale bislang nicht nachvollzogen werden. Insofern bleibe die verpflichtende Teilnahme am netzorientierten Steuern als Ultima Ratio aus Perspektive der Netzsicherheit unerlässlich /BNetzA-17 23/.

Zudem kann das Anreizmodul dadurch, dass es mit der Festlegung zum § 14a EnWG eingeführt wurde, nur Haushalte mit einer SteuVE i. S. d. § 14a EnWG und Engpässe im Niederspannungsnetz adressieren. Für eine perspektivisch breitere Wirkung eines zeitvariablen Netzentgeltes wäre eine Umsetzung im Rahmen einer grundsätzlichen Reform der Netzentgelt-systematik in Betracht zu ziehen.

2.2 § 14c EnWG – Rahmen für eine marktgestützte Beschaffung

Im Jahr 2021 ist die Bundesregierung ihren Verpflichtungen zur Umsetzung der EBM-RL, Richtlinie (EU) 2019/944, in nationale Gesetzgebung nachgekommen. Die Umsetzungsfrist der EBM-RL war bereits zum Dezember 2020 abgelaufen. Dazu gehörte auch die **Umsetzung des Artikels 32 der EBM-RL**, der sich mit einer marktgestützten Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen durch den Verteilnetzbetreiber

befasst. Als nationaler Regelungsrahmen wurde dafür der § 14c EnWG zur marktgestützten Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen eingeführt. Die marktgestützte Beschaffung im Rahmen des § 14c EnWG ist dabei auf die **Verteilnetzebene beschränkt**, jedoch nicht ausschließlich auf die Niederspannungsebene (siehe Abbildung 1-1). In der Gesetzesbegründung des damaligen Gesetzesentwurf wird bereits hervorgehoben, dass der Anwendungsbereich als begrenzt gesehen wird, da andere Regelungen wie der in § 13 EnWG geregelte Redispatch und die Regelungen nach § 14a EnWG Vorrang hätten /DIE-12 21/. Daneben ist die Anwendung des Paragraphs so lange ausgesetzt, bis die BNetzA Spezifikationen zur Umsetzung in Form einer Genehmigung oder Festlegung definiert (§ 118 Abs. 28 EnWG).

Während der Konsultationsphase zur Ausgestaltung des § 14a EnWG wurde in zahlreichen Stellungnahmen aus der Branche auch eine Anwendung und Ausgestaltung des § 14c EnWG gefordert im Sinne „Kein § 14a ohne § 14c“. Die BNetzA hat solche Forderungen zurückgewiesen: mit Verweis auf die fehlende Notwendigkeit in Normtext und Systematik, will sie einer Entscheidung bezüglich § 14c EnWG bewusst nicht vorgreifen /BNetzA-09 23/. Bei dem nun eingeführten Modul 3 der Festlegung zum § 14a EnWG ist zumindest nach den eigenen Erläuterungen der BNetzA und nach juristischer Einschätzung von /STUER-02 21/ davon auszugehen, dass das Modul 3 den unionsrechtlichen Vorgaben noch nicht genügt. Zumindest in Ergänzung zu einem reinen Notfallmechanismus fordert das Unionsrecht in Art. 32 der EBM-RL und Art. 13 der EBM-VO grundsätzlich den Einsatz diskriminierungsfreier marktgestützter Verfahren für das Engpassmanagement. Steuerungseingriffe wie sie in der BK6-22-300 Festlegung vorgesehen sind, sind daher rechtfertigungsbedürftig und genügen – alleine – auf Dauer nicht den unionsrechtlichen Vorgaben. Es ist also davon auszugehen, dass weitere Schritte in Richtung marktgestützter Mechanismen mittel- bis langfristig gegangen werden müssen, um dem europäischen Zielbild zu entsprechen.

Definition "marktgestützt"

Die Begriffe marktgestützt, marktbasierend oder marktlich werden synonym verwendet. Sie beschreiben Mechanismen, die zumindest auf Anbieter- und/oder Nachfragerseite mehrere Akteure umfassen und der Preis und/oder die Menge durch diese frei bestimmt wird. Die Teilnahme an marktgestützten Mechanismen ist freiwillig. Dagegen ist ein (kostenbasiertes) Verfahren, bei dem sowohl Mengen als auch Preise fest vorgegeben sind und die Teilnahme verpflichtend ist, nicht als marktgestützt anzusehen. /ERG-01 22P/

Da bei zeitvariablen Netzentgelten zumindest die Menge an Flexibilität in Reaktion auf das Preissignal frei bestimmt wird, könnten diese bei großzügiger Auslegung der obigen Definition zumindest grundsätzlich zu marktgestützten Mechanismen gezählt werden. Häufig wird jedoch gerade in Anlehnung an die Beschreibung in Art. 32 EBM-RL, in der es heißt, dass Verteilnetzbetreiber eine Leistung „beschaffen [...] gemäß transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren“ mit dem Begriff „marktgestützt“ ein Ausschreibungsmechanismus assoziiert. Entsprechend werden vornehmlich Modelle wie lokale Flexibilitätsmärkte oder Quotenmodelle unter § 14c EnWG diskutiert. In Deutschland wurden bereits eine Reihe von solchen marktgestützten Mechanismen in Forschungsprojekten konzipiert und erprobt. Dazu zählen verschiedene Ausgestaltungsvarianten von lokalen Flexibilitätsmärkten im Rahmen des SINTEG-Forschungsprogramms oder der im Rahmen von uNT-e² konzipierte Koordinations- und Allokationsalgorithmen für Flexibilität.

2.3 Netzentgeltsystematik

Seit einigen Jahren steht die Netzentgeltsystematik im Mittelpunkt von Debatten zur Weiterentwicklung des energiewirtschaftlichen Rechtsrahmens für ein klimaneutrales Stromsystem und insbesondere der Integration von lastseitiger Flexibilität. Denn Netzentgelte machen einen bedeutenden Bestandteil der Kosten für den Strombezug aus. Zudem steigen die Netzkosten und damit die Netzentgelte seit einigen Jahren kontinuierlich an /STAT-05 24/. Mit Blick auf die geplanten Investitionen in den Netzausbau wird sich dieser Trend in Zukunft vermutlich noch fortsetzen//.

Über die Netzentgelte werden die jährlichen Kosten der Netzbetreiber für den Ausbau und Betrieb des Stromnetze – im Rahmen ihrer Erlösobergrenze - auf

die Netznutzer:innen umgelegt. Auf welche Netznutzer:innen und in welcher Art und Weise die Netzkosten verteilt oder auch umverteilt werden, ist an vielen Stellen Bestandteil von Diskussionen über eine energiewendegerechte Netzentgeltsystematik. In Bezug auf die Integration von lastseitiger Flexibilität geht es dabei insbesondere um die (fehlende) Anreizwirkung der Netzentgelte auf Verbraucher:innen. Mit der Einführung von statisch zeitvariablen Netzentgelten im Rahmen des § 14a EnWG geht die BNetzA nun einen ersten Schritt in Richtung einer Anreizsetzung für netzdienliches Verhalten über einen gezielten Mechanismus für steuerbare Lasten in der Niederspannung. Daneben existieren allerdings noch eine Reihe von weiteren Vorschlägen zur Förderung von netzdienlichem Verhalten von kleinskaligen steuerbaren Lasten, die auch im Rahmen einer grundsätzlichen Reform der Netzentgeltsystematik umgesetzt werden könnten. Zum Verständnis der im nachfolgenden Kapitel thematisierten Reformansätze werden im Folgenden die Struktur und Eigenschaften der heutigen Netzentgeltsystematik mit Fokus auf die Niederspannungsebene erläutert.

Ziele der Netzentgeltsystematik

Derzeit folgt Netzentgeltsystematik primär dem Ziel die Netzkosten möglichst **verursachungs- und verteilungsgerecht** (also „fair“ oder sozialverträglich) auf die Netznutzer:innen umzulegen. Als Netznutzer:innen gelten derzeit nur Verbraucher:innen (§ 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV). Der Grundgedanke hinter der Verursachungsgerechtigkeit ist, dass diejenigen, die durch ihre Investitions- und Einsatzentscheidungen Kosten im Netz verursachen, diese auch tragen sollen. Eine eindeutige Zuordnung, der von einzelnen Netznut-

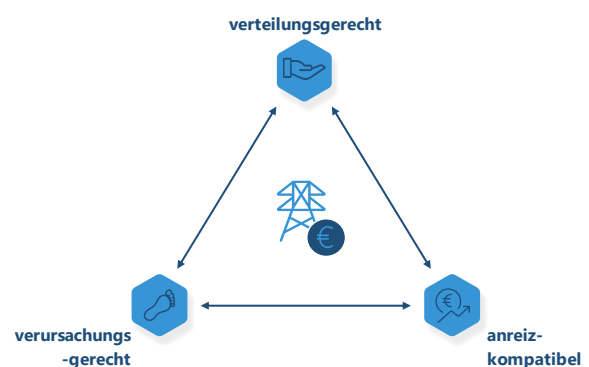


Abbildung 2-2: Zieldreieck der Netzentgeltsystematik

zer:innen verursachten Kosten ist in der Praxis allerdings kaum möglich /AGORA-06 19/. In der derzeitigen Netzentgeltsystematik werden daher die gesamten Netzkosten in Form von Durchschnittspreisen auf verschiedene Verbrauchergruppen so umgelegt, dass diese dem der Verbrauchergruppe

typischen Anteil an den Netzkosten entsprechen (gemessen an Größe, Bedarf, Anschlussebene usw.) und die Verteilung als fair und angemessen empfunden wird. Ausgehend vom Status Quo werden Anpassungen an dem bestehenden System in der öffentlichen Debatte dann in Bezug auf die Verteilungsgerechtigkeit häufig an den Umverteilungseffekten zwischen den Verbrauchergruppen gemessen, die sie hervorrufen /AGORA-11 21/ /AGORA-06 19/.

Weniger präsent in der heutigen Netzentgeltsystematik ist dagegen die Funktion der **Anreizwirkung** von Netzentgelten, besonders auf der Niederspannungsebene. Durch das Schaffen von netz- oder gesamtwirtschaftlichen Anreizen über Netzentgelte können Netznutzer:innen Entscheidungen treffen, die zu einer Minimierung der Gesamtnetzkosten führen. Netzseitig ist dabei denkbar, dass zum einen Anreize für eine effiziente Netzauslastung gesetzt werden und zum anderen für einen effizienten Ausbau von Netzkapazitäten /ISI-04 18/. Diese Anreize sind jedoch bis dato kaum existent.

Definition "diskriminierungsfrei"

Eine Diskriminierung liegt vor, wenn Netznutzer:innen, die dieselben Netzkosten verursachen, unterschiedliche Netzentgelte zahlen müssten bzw. wenn Netznutzer:innen, die unterschiedliche Kosten verursachen, dieselben Netzentgelte zahlen müssten. Eine Diskriminierung ist jedoch möglich, wenn Rechtfertigungsgründe vorliegen (z. B. Energieeffizienz, Transparenz) oder keine Rechtfertigungsgrenzen (z. B. Verhältnismäßigkeit) überschritten sind. /STI-01 24P/

Daneben spielen bei der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik weitere Ziele, wie die **praktische Umsetzbarkeit** und **Nachvollziehbarkeit** bzw. Transparenz eine wichtige Rolle. Insbesondere letzteres ist entscheidend dafür, dass sich eine gewünschte Anreizwirkung auch entfaltet. Zudem müssen Entgelte angemessen und diskriminierungsfrei sein nach Art. 18 EBM-VO.

Im Rahmen der Strommarktdesignreform sollen in Art. 18 der EBM-VO-E nun aufgenommen werden, dass die Tarifmethoden u. a. die Nutzung von Flexibilitätsdienstleistung und Lastflexibilität (*Demand Response*) unterstützen sollen /COT-01 23/. Damit würde die Anreizwirkung der Netzentgeltsystematik grundsätzlich stärker in den Fokus rücken.

Eigenschaften der Netzentgeltsystematik

Die Netzentgeltermittlung erfolgt im heutigen System nach dem Top-Down-Prinzip, gemäß der Struktur des traditionellen Stromsystems – Strom muss von der höchsten Spannungsebene, wo er erzeugt wird, auf die niedrigste Spannungsebene transportiert bzw. heruntertransformiert werden. Das heißt es erfolgt eine **vertikale Wälzung** der Netzentgelte von der obersten bis zur untersten Spannungsebene. Damit beteiligen sich Netznutzer:innen einer nachgelagerten Spannungsebene an den Kosten der höheren Spannungsebene und je niedriger die Spannungsebene, umso höher die Netzentgelte.

Auf jeder Netzebene werden die Jahreskosten der Netzbetreiber (unter Beachtung ihrer Erlösobergrenze) durch die **zeitgleiche Jahreshöchstlast** aller am Netz angeschlossenen Verbraucher:innen und unterlagerte Netze dividiert (Durchschnittspreis). Der Verursachungsgerechtigkeit wird im heutigen System Rechnung getragen, in dem dann der individuelle (statisch wahrscheinliche) Beitrag der Netznutzer:innen zur zeitgleichen Jahreshöchstlast ermittelt wird. Dafür wird der Durchschnittspreis mittels einer Gleichzeitigkeitsfunktion in die Entgeltbestandteile **Leistungs- und Arbeitspreis** umgerechnet. Das Verhältnis der beiden Preiskomponenten hängt dabei stark von der Benutzungsdauer (individuelle Jahresarbeit durch individuelle Jahreshöchstlast) der Netznutzer:innen ab /ISI-04 18/. Abgerechnet werden Leistungs- und Arbeitspreis allerdings nur für unterlagerte Netze und Verbraucher:innen mit „registrierender Leistungsmessung“ (RLM-Kunden).

Auf der Niederspannungsebene werden Verbraucher:innen i. d. R. mit Standardlastprofilen (SLP) oder Zählerstandsgangmessung (ZSG) abgerechnet. Ein Leistungspreis wird nicht erhoben. Das zu entrichtende Entgelt wird hier in einen vom Strombezug abhängigen Arbeitspreis und einen **Grundpreis** unterteilt, der nicht entnahmeabhängig ist. Daneben erheben Netzbetreiber einmalige Baukostenzuschüsse oder Anschlusskosten für neue oder erweiterte Netzanschlüsse, die ebenfalls als Teil der Netzentgelte gesehen werden können. Die Entgelte für Mess- und Abrechnungsdienstleistungen werden hingegen häufig nicht als Bestandteil der Netzentgeltsystematik gesehen.

Die Ermittlung der Netzentgelte führt jeder Netzbetreiber für sein Netzgebiet und betriebenen Spannungsebenen durch. Auf Übertragungsnetzebene erfolgt zur Vereinheitlichung der Netzentgelte eine **horizontale Kostenwälzung** (umgesetzt im Rahmen des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes /BMWi21 18/). Auf Verteilnetzebene findet seit 2025

eine **regionale Wälzung** statt. Damit sollen VNBs mit besonders hohen Ausbaukosten für die Integration erneuerbarer Energien entlastet und Kosten auf alle Endverbraucher:innen fairer verteilt werden.

Zu den Eigenschaften der heutigen Netzentgeltsystematik gehören auch eine Reihe von Einzel- bzw. **Sonderregelungen**. Im Rahmen der Sonderregelungen werden individuelle oder reduzierte Netzentgelte für bestimmte Anlagen oder Verbrauchergruppen gewährt, um gezielte Anreize zu setzen und/oder politische Ziele zu erfüllen. Auf den höheren Spannungsebenen gehören dazu die individuellen Netzentgelte nach § 19 StromNEV. Auf der Niederspannungsebene sind insbesondere die Sonderregelungen für Batteriespeicher und die neuen Regelungen für steuerbare Verbrauchseinrichtungen im Rahmen des § 14a EnWG relevant (siehe Abschnitt 2.1). Tabelle 2-1 fasst die Elemente der heutigen Netzentgeltsystematik zusammen. Reformvorschläge zur Stärkung der Anreizwirkung für Verbraucher:innen beziehen sich in der Regel auf eine Anpassung der zeitlichen und/oder räumlichen Differenzierung einzelner Entgeltkomponenten, die Einführung neuer Komponenten oder eine Kombination aus beidem (siehe Kapitel 4.2.2).

Eine Neugestaltung der Netzentgeltsystematik wird nun insbesondere vor dem Hintergrund **des Urteils des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) zur Unabhängigkeit der BNetzA** vom 02.09.2021 bedeutsam. Denn der EuGH führt aus, dass Rechtsverordnungen der Bundesregierung der BNetzA zu detaillierte Vorgaben machen /DEU03 21/. Mit der Umsetzung des EuGH-Urteils werden also die Verordnungen auf Basis des § 24 EnWG - Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV), die Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) und die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) – in denen derzeit der Netzzugang und die Netzentgeltsystematik geregelt sind, mittelfristig außer Kraft treten. Ersetzt werden die bisherigen Regelungen dann durch eigene Festlegungen der BNetzA bis spätestens 2028 /BNETZA12 24/. In der Ausgestaltung ist die BNetzA jedoch nicht frei, sondern an die Vorgaben aus höherrangigem europäischem Recht gebunden, bspw. Art 18 EBM-VO. Dennoch bietet dieser Umbruch in der Energieregulierung gerade jetzt die Chance die Netzentgeltsystematik neu zu gestalten und Ziele, wie die Anreizwirkung, stärker in den Fokus zu rücken.

Tabelle 2-1: Übersicht über Kernelemente der heutigen Netzentgeltsystematik. Eigene Darstellung in Anlehnung an /GUI-01 23/.

Elemente der Netzentgeltsystematik		Heutige Ausgestaltung
Entgelt wird entrichtet von		Letzverbraucher:innen
Komponenten der Entgeltstruktur	Entnahmeabhängig	<ul style="list-style-type: none"> Mit RLM: Arbeits- und Leistungspreis Mit SLP/ZSG (Niederspannung): Arbeitspreis
	Anschlussbezogen	<ul style="list-style-type: none"> Mit SLP/ZSG (Niederspannung): Grundpreis Allgemein: Mess- und Abrechnungsdienstleistungen, Baukostenzuschuss
Zeitliche/räumliche Differenzierung	Zeitlich	statisch
	Räumlich	Differenziert nach Netzgebiet auf Verteilnetzebene
Wälzungsmechanismen	Vertikal	Top-down
	Horizontal	Übertragungsnetz
	Regional	Verteilnetz

Abkürzungen: RLM: registrierende Leistungsmessung; SLP: Standardlastprofil; ZSG: Zählerstandsgangmessung

3 Überblick anreizbasierter Mechanismen zur Netzentlastung in Europa

Neben der vorgestellten netzorientierten Steuerung, der übergangsweise zulässigen präventiven Steuerung und dem Anreizmodul mit zeitvariablen Netzentgelten nach § 14a EnWG existieren im europäischen Ausland eine Menge weiterer anreizbasierter Konzepte, die im folgenden Kapitel kurz vorgestellt werden.

Tabelle 3-1 gibt einen Überblick über die verschiedenen Ansätze des Engpassmanagements, die in Europa genutzt werden. Klassischer kostenbasierter Redispatch wurde dabei bewusst ausgeklammert, ebenso wurde auf eine eigene Spalte für Mechanismen der direkten Steuerung, wie sie im Rahmen des § 14a EnWG vorgesehen ist, verzichtet, da es sich dabei um

einen deutschen Sonderweg handelt. Regelungen wie der „Capaciteitsbeperkingscontract“ in den Niederlanden sind davon abzugrenzen, da hier die garantierte Mindestleistung individuell verhandelt und vergütet wird. Das Konzept wurde daher als marktbasierendes Modell für die Verteilnetzebene eingeordnet /ACM-01 22/.

Auf der Übertragungsnetzebene nutzen einige Staaten eine Aufteilung der Strompreiszonen (zonales Modell). Anders als in den meisten europäischen Ländern, wo das gesamte Land eine Bieterzone mit einheitlichem Strompreis darstellt, sind die skandinavischen Länder und Italien in **mehrere Gebotszonen** aufgeteilt /TERN-01 21/ /ENTSOE-04 21/. Bei

Tabelle 3-1: Übersicht über die verschiedenen Konzepte mit markt- oder anreizbasierten Elementen zur Netzentlastung in Europa

Land	Strompreis-Zonen	ÜNB-Plattform	VNB-Plattform	Leistungs-basierte NNE	Kapazitäts-basierte NNE	Zeitvariable NNE
		Nutzen statt Abregeln 2.0		Über 100 MWh/a RLM-Kunden	Baukosten-zuschuss	Time-Of-Use (Modul 3 § 14a EnWG)
		Balancing Mechanism, Transmission Constraint Mgt., Megawatt Dispatch	Local Constraint Market	ÜN	VN (inkl. excess capacity charge)	Time-Of-Use
		Mécanisme d'ajustement, Appels d'offres flexibilités			ÜN & VN	Time-Of-Use, dynamische „Peak-Days“
		Redispatch Bids	GOPACS, Capaciteitsbeperkings-Contract	ÜN & VN	ÜN & VN	Hochtarif/Niedertarif
	4 Zonen	Regulating Power Market	Effekthandel Väst, sthmlflex, SWITCH	ÜN & VN (nur Gewerbe)		Time-Of-Use, dynamische Entgelte
	5 Zonen	Regulating Power Market, mFRR Capacity Market	Euroflex, Smart Senja	Über 100 MWh/a		Time-Of-Use, dynamische Entgelte
		Balancing Energy Market, Balancing Capacity Market	Transmission Mgt. Market	ÜN & VN (nur Gewerbe)		Time-Of-Use
	2 Zonen	Regulating Power Market				Time-Of-Use
		Technical Constraints Market			ÜN & VN	Time-Of-Use
		Offers for the Resolution of Technical Constraints, FIRMe	FIRMe	ÜN & VN	ÜN & VN	Time-Of-Use
	7 Zonen	Dispatching Services Market (MSD)		ÜN & VN	Limitierung durch Haussicherung	

Engpässen entstehen Preisunterschiede zwischen den Zonen, die den regionalen Wert des Stroms reflektieren – so ist der Preis in Zonen, in denen zusätzlicher Verbrauch netzentlastend wäre, niedriger als an anderen. Auf diese Weise werden interzonale Engpässe schon beim Dispatch vermieden. Ähnlich funktioniert das nodale Modell, bei dem knotenscharf unter Einbezug der Übertragungskapazität ein eigener Strompreis gebildet wird (Locational Marginal Pricing). Diese Methode findet beispielsweise in einigen Regionen der USA Anwendung, unter anderem in Kalifornien und Texas.

In allen betrachteten Ländern bestehen **Mechanismen zur Netzentlastung auf Plattformen in direkter Verbindung zum ÜNB**. Gängig ist zum Beispiel die Integration des Engpassmanagements in andere Märkte. Dabei werden entweder im kontinuierlichen Handel oder in Auktionen auf einem kombinierten Markt¹ Gebote zur Erhöhung bzw. Verringerung der Erzeugung oder des Verbrauchs abgegeben werden und vom Netzbetreiber gemäß der Übertragungskapazitäten kostenoptimiert ausgewählt. Beispiele hierfür sind der britische Balancing Mechanism /TCG-01 19/, der französische Mécanisme d'ajustement /RTE-01 24/ und der skandinavische Regulating Power Market /ENTSOE-07 14/.

Alternativ können Gebote direkt an den Übertragungsnetzbetreiber oder auf eigenen Redispatch-Märkten abgegeben werden, wie zum Beispiel in den Niederlanden, Spanien und Portugal. Die Märkte sind meist für Erzeuger und Verbraucher zugänglich. Das deutsche Instrument Nutzen statt Abregeln 2.0 /HERTZ-01 25/, welches nach einer zweijährigen Testphase von einem vereinfachten Zuteilungs- und Vergütungssystem zu einem wettbewerblichen Ausschreibungsmechanismus wechseln soll, ist jedoch nur qualifizierten Lasten zugänglich. Der britische Megawatt Dispatch /NGE-01 23/ und der erwähnte französische Markt /RTE-01 24/ sind hingegen bisher nur für Erzeuger verfügbar. In manchen Ländern wie beispielsweise Portugal, Italien und den Niederlanden ist die Teilnahme an diesen Mechanismen für bestimmte Anlagen verpflichtend. Einige dieser etablierten Plattformen auf Übertragungsebene lassen durch Aggregation auch die Teilnahme von kleineren Flexibilitäten zu.

In einigen Ländern werden in Ausschreibungen oder bilateralen Verhandlungen auch langfristige Verträge zur Erbringung von Flexibilität abgeschlossen. In

diesem Fall wird meist nicht nur die tatsächliche Nutzung von Flexibilität vergütet, sondern auch die Verfügbarkeit derer. Die Verträge umfassen dabei teils nur bestimmte Regionen (Frankreich) oder werden nur vereinzelt zur Ergänzung anderweitiger Maßnahmen genutzt (Finnland, Norwegen). Auch auf Verteilnetzebene ist die Beteiligung am Engpassmanagement durch langfristige Verträge in manchen Ländern möglich, wie zum Beispiel beim portugiesischen Instrument FIRME, bei dem per Ausschreibung nach Merit-Order je nach Netzebene bereits Flexibilitäten mit einer Kapazität von 2 kW teilnehmen können /EREDES01 22/.

Seit einigen Jahren existieren vereinzelt auch **Flexibilitätsplattformen auf Verteilnetzebene**, die ein anreizbasiertes Engpassmanagement umsetzen. Bei vielen dieser Märkte handelt es sich ursprünglich um Pilotprojekte, die aufgrund ihrer Effektivität schon mehrere Jahre verlängert wurden, wie zum Beispiel die schwedischen Märkte Effekthandel Väst /NOD-01 22/ und sthmlflex /NOD-01 23/. In Großbritannien wurde der Local Constraint Market /NESO-01 22/ eröffnet, um die Netzgrenze zwischen England und Schottland zu entlasten. In Finnland soll 2025 der Transmission Management Market eröffnet werden, auf dem in Kooperation von ÜNB und VNB auf verschiedenen Ebenen Regelenergie und Flexibilität für das Engpassmanagement gehandelt werden wird. Engpassmanagementinstrumente auf Verteilnetzebene zeichnen sich insbesondere dadurch aus, dass die Mindestteilnahmekapazität geringer ausfällt als bei anderen Mechanismen, wo ein bis zehn MW als Voraussetzung gewöhnlich sind. Auf einigen lokalen Flexibilitätsmärkten werden neben Day-Ahead- und Intraday-Produkten auch langfristige Verfügbarkeitsprodukte gehandelt.

Das skandinavische Modell des Engpassmanagements sticht durch seine einheitliche Gestaltung und Kombination verschiedener Mechanismen hervor. So wird in Norwegen, Schweden und Dänemark ein Großteil des Engpassmanagements durch das zonale Modell gemeinsam betrieben. Weiterhin wird auf dem gemeinsamen skandinavischen Regelenergiemarkt mFRR special regulation gehandelt, welche für das Engpassmanagement genutzt wird und nach pay-as-bid statt wie sonst auf diesem Markt üblich nach einem pay-as-clear Preis vergütet wird /ENTSOE-07 14/. In Norwegen und Finnland existiert zusätzlich ein Balancing Capacity Market, auf dem an jedem Vortag per Auktion oder durch langfristige Produkte die

¹ Bei einem kombinierten Markt handelt es sich um eine Plattform, auf der verschiedene Produkte für Netz- und Systemdienstleistungen gehandelt werden können.

Verfügbarkeit von Kapazitäten für Regelenergie und Engpassmanagement sichergestellt wird: Angenommene Gebote verpflichten den Bieter, am Regelenergiemarkt teilzunehmen. In Skandinavien existieren außerdem eine Vielzahl an lokalen Flexibilitätsmärkten auf Basis der Marktplattformen NODES und SWITCH /NOD-01 20/ /ACER-01 23/.

Eine weitere Methode, um verfügbare Netzkapazitäten effizienter zu nutzen und langfristige Sicht Netzüberlastungen entgegenzuwirken, sind **leistungs- und kapazitätsbasierte Netzentgelte**. Die Höhe dieser Entgelte hängt von den tatsächlichen Verbrauchsspitzen oder von der vertraglich vereinbarten Kapazität ab, wobei Kapazitätsüberschreitungen z. T. mit Zusatzzahlungen verbunden sind. Sie schaffen so einen Anreiz, hohe Spitzenlasten zu vermeiden, wodurch Netzengpässe vermieden werden können.

Um netzorientierte Flexibilität auch auf unteren Spannungsebenen anzureizen, findet in vielen europäischen Ländern ein weiteres Konzept Anwendung: ein **zeitvariables Netzentgeltsystem**. Dieses bietet durch hohe Netzentgelte zu Peak-Zeiten und niedrige Entgelte zu Offpeak-Zeiten einen Anreiz, Verbrauchs- und gegebenenfalls Erzeugungsspitzen zu Zeiten mit geringerer Netzauslastung zu verschieben. Weit verbreitet sind hier statische Time-Of-Use-Systeme, die in regelmäßigen Zeiträumen, meist jährlich, angepasst werden. Die Systeme variieren in ihrer Komplexität. Während manche Länder nur zwischen zwei innertäglichen Tarifen unterscheiden, gibt es in Spanien beispielsweise bis zu sechs verschiedene Tarifperioden pro Tag /BA2-01 25P/. In Frankreich kann das Time-Of-Use-System durch dynamische „Peak-Days“ mit besonders hohen Entgelten ergänzt werden, welche an wenigen Tagen im Jahr mit vorheriger Ankündigung am Vortag ausgerufen werden /ENEDIS01 25/. Echte dynamische Netzentgelte mit hoher zeitlicher Auflösung, die den tatsächlichen aktuellen Netzstatus widerspiegeln, bestehen bisher erst in wenigen Ländern.

4 Analyse anreizbasierter Mechanismen zur Netzentlastung

Um potenzielle Netzüberlastungen zu vermeiden, können Anlagenbetreiber angereizt werden, ihre Flexibilität netzorientiert einzusetzen. Im folgenden Kapitel sollen die Werkzeuge des § 14a, sowie die Ansätze aus dem europäischen Ausland kategorisiert und diskutiert werden. Außerdem erfolgt eine Einordnung und kurze Evaluation der Ansätze aus dem Projekt unIT-e².

4.1 Kategorisierung netzorientierter Mechanismen anhand des Rechtsrahmens

Für eine erste Einordnung sollen die Mechanismen anhand der zugrunde liegenden Normen im nationalen und europäischen Recht kategorisiert werden.

Sowohl die netzorientierte Steuerung als auch die präventive Steuerung nach /BNETZA-09 23/ im Rahmen des § 14a EnWG stellen zunächst eine Ausnahme von den unionsrechtlich geforderten marktgestützten Mechanismen dar. Laut der Taxonomie in /OX-01 22/ fallen sie unter die Kategorie der **direkten Steuerung** ohne jegliche marktgestützte Koordination. Es handelt sich hierbei um Notfallmaßnahmen, die Steuerungshoheit liegt allein beim VNB als zentrale Instanz und die Mechanismen kommen ohne Anreizsignale aus. Bislang stellen die Mechanismen damit einen deutschen Sonderweg dar, der zwar unionsrechtlich erlaubt, aber rechtfertigungsbedürftig ist (bspw. durch den herausfordernden Hochlauf SteuVE).

Die nächste Gruppe an Mechanismen wird europarechtlich durch Art. 32 EBM-RL und Art. 13 EBM-VO abgegrenzt, hierbei handelt es sich um Mechanismen der marktbasieren **koordinierten Steuerung**. Hier stellen unter anderem § 13k EnWG oder § 14c EnWG die entsprechende Umsetzung im nationalen Recht dar, wobei für letzteren noch keine Spezifikation vorliegt. Damit wird eine marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen zumindest für das Verteilnetz in Deutschland bisher nicht verfolgt.

Die letzte Gruppe an Mechanismen wird unter der Kategorie **implizite Steuerung** zusammengefasst. Diese erreichen eine flexible Änderung des Verbraucherverhaltens nicht durch Steuereingriffe, sondern durch

finanzielle Anreize im Rahmen der Netzentgelte. Als Europarechtlicher Rahmen sind diesbezüglich die Energieeffizienzrichtlinie (EnEff-RL), die EBM-RL und die EBM-VO zu nennen. Im nationalen Recht legen insbesondere die Regelungen der StromNEV die Netzentgeltsystematik fest. Zusätzlich können auch Sondernetzentgelte durch Festlegungen der BNetzA (z. B. /BNETZA-17 23/) bspw. im Rahmen des § 14a EnWG geregelt werden.

4.2 Erläuterung und Einordnung der unterschiedlichen Mechanismen

Im Folgenden werden die verschiedenen Mechanismen, die für das Verteilnetz in Frage kommen, detaillierter beschrieben und ihre spezifischen Vor- und Nachteile diskutiert.

4.2.1 Direkte Steuerung

Die Festlegungen der BNetzA zum § 14a EnWG stellen eine einfachere Umsetzung des Konzepts „direkte Steuerung“ dar. Die eingeführte netzorientierte und die präventive Steuerung unterscheiden sich jedoch in ihrem Planungshorizont. Bei der netzorientierten Steuerung reagiert der VNB auf eine akute Gefährdung oder Störung des Netzes. Wegen des Bezugs auf eine unmittelbare oder unmittelbar bevorstehende Überlastungssituation wird auch von einem kurativen Instrument gesprochen. Demgegenüber stützt sich die präventive Steuerung nicht auf Echtzeitdaten, sondern auf eine Abschätzung des Netzbetreibers auf Basis langfristiger netzplanerischer Daten. In beiden Fällen werden SteuVE auf Basis einer Netzberechnung einheitlich gedimmt, ohne dass innerhalb des Netzbereichs zwischen den betroffenen Anlagen eine Differenzierung vorgenommen wird. Dabei geht man davon aus, dass die zentrale Instanz alle nötigen Informationen besitzt, um das Systemziel zu verfolgen, unabhängig davon, ob dies für einzelne Anlagen von Vorteil ist.

Eine direkte Steuerung ließe sich jedoch auch komplexer gestalten, um ggf. resultierende Ineffizienzen aus der Gleichbehandlung unterschiedlicher Anlagen zu vermeiden. Darauf zielt unter anderem auch der Vorschlag der Bauhaus-Universität Weimar ab, der im Rahmen des Konsultationsverfahrens zum § 14a EnWG abgegeben wurde /BUW01 23/. Die Verfasser

empfehlen, die Steuerungsreihenfolge der SteuVE anzupassen und in Knappheitssituationen in (Verteilnetz-)Kapazität für einzelne Arten von SteuVE nach einer vorab definierten Reihenfolge zu reduzieren. Dabei würden Batteriespeicher prioritär abgeregelt – ohne Zugeständnis einer Mindestbezugsleistung. Erst danach folgen Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen, die eine hohe technisch-systemisch bedingte Spezifität besitzen. Das bedeutet durch die Steuereingriffe entsteht bei Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen ggf. ein größerer Verlust, wenn sie nicht mehr im beabsichtigten Sinn verwendet werden können.

Vorteile: Die netzorientierte Steuerung als Vertreterin der direkten Steuerungsmodelle wurde als pragmatisches Werkzeug eingeführt, um als ultima ratio auf Netzüberlastungen reagieren zu können. Die technischen Hürden zur Einführung sind vergleichsweise gering, da lediglich die unidirektionale Kommunikation von Steuersignalen umgesetzt werden muss und darüber hinaus kein Bedarf für einen Preisfindungsmechanismus oder Marktplattformen besteht. Durch die Abwesenheit finanzieller Anreize zur Netzentlastung umgeht das Konzept gleichzeitig die Gefahr von Fehlansätzen für bspw. strategisches Gebotsverhalten.

Nachteile: Die Steuerungseingriffe können den Leistungsspielraum der betroffenen Anlagenbetreiber kurzfristig einschränken, die Rentabilität energiewirtschaftlicher Use Cases schmälern und schüren bei Kritiker:innen die Angst vor Komforteinbußen. Dadurch, dass die Steuerungshoheit zentral beim Netzbetreiber liegt, existiert für die Anlagenbetreiber keine Möglichkeit kurzfristige Opportunitäten geltend zu machen. Dies kann zwar durch eine gesetzliche Mindestbezugsleistung abgemildert werden, jedoch fehlt den Ansätzen grundsätzlich das koordinative Element, um knappe Netzkapazität volkswirtschaftlich effizient zu allokalieren.

4.2.2 Implizite Steuerung (Preissignale)

Statt einer direkten Steuerung, können Anreize zu einer netzorientierten Flexibilitätsbereitstellung bspw. auch in Form von variablen Netzentgelten umgesetzt werden. Nach geltendem Recht betreffen Netzentgelte in Deutschland aktuell nur Verbrauchsanlagen. Eine Ausweitung auch auf Erzeuger ist zwar theoretisch denkbar, soll aber nicht Gegenstand der folgenden Diskussionen sein. Bei impliziten Steuerungsmechanismen verbleibt die Steuerungshoheit vollständig bei den Betreibern der SteuVE. In Zeiten hoher (prognostizierter) Netzauslastung soll ein erhöhtes Netzentgelt dazu anreizen, flexible Last in Zeiten mit geringerer Auslastung zu verschieben. Umgekehrt soll in Zeiten, in denen das Netz frei ist, ein günstiges Netzentgelt Verbrauch incentivieren. Hierbei ist es über

eine Variation zentraler Ausgestaltungsmerkmale möglich die Wirksamkeit der impliziten Steuerung unterschiedlich zu setzen /AGORA-02 23/. Diese Ausgestaltungsmerkmale sind:

- örtliche Granularität
- zeitliche Auflösung (mit Häufigkeit; Dauer; Gültigkeit des Preissignals)
- Höhe der Preisstufen
- betroffene Entgeltkomponente

Statische regionale und saisonale Netzentgelte

Bei der Variante der statischen zeitvariablen Netzentgelte werden Zeitfenster mit verschiedenen hohen Netzentgelten im Voraus – beispielweise kalenderjährlich, wie beim Modul 3 – festgelegt. Die Festlegung kann auf Grundlage von historischen oder prognostizierten Auslastungen von Ortsnetztransformatoren erfolgen. Man spricht in diesem Fall auch von „Time of Use“-Netzentgelten (ToU). Die Festlegung für diese Art von Netzentgelten erfolgt vornehmlich mit einer geringen örtlichen Auflösung für gesamte Netzgebiete und saisonal bspw. für eine bestimmte Jahreszeit.

Aufgrund der Langfristigkeit kann eine tatsächliche Korrelation mit der Netzbelastung nicht garantiert werden. Daher wird auch die zeitliche Granularität meist gering gewählt, da die Langfristigkeit ohnehin viel Raum für Prognoseunsicherheiten lässt. Bezüglich der Höhe der Tarifstufen empfiehlt es sich, diese initial nicht zu groß zu wählen, um beim Wechsel vom HT- in den NT-Tarif keine kritischen Rampeneffekte zu provozieren. Anderenfalls kann es bei geringer Granularität dazu kommen, dass mehrere SteuVE gleichzeitig ihre Leistung anpassen und der gewünschte netzdienliche Effekt ins Gegenteil umschlägt. Stattdessen sollte der Netzbetreiber die Tarifstufen auf Basis historischer Daten zur neuen Abrechnungsperiode behutsam anpassen. Die zeitliche Variabilität betrifft in der Regel die Arbeitspreiskomponente.

Vorteile: Da die Implementierung dieser statisch zeitvariablen Preisstufen nicht auf tatsächlichen Netzzustandsdaten beruht, sind die Umsetzungshürden für diese Art von Tarifen vergleichsweise gering. Eine flächendeckende Einführung erfordert bspw. nicht zwangsläufig eine sofortige Digitalisierung der betroffenen Netzgebiete. Ebenfalls bleiben durch die langfristige Ankündigung die Kosten durch Netzentgelte für Verbraucher vorhersehbar /ISI-04 18/.

Nachteile: Bei einer fehlenden Erfassung der relevanten Leistungsflüsse erhält der Netzbetreiber jedoch auch kein direktes Feedback der SteuVE bezüglich

ihrer Lastantwort auf die Tarifstufen. Ohne flächendeckende Digitalisierung der Netze kann er somit kaum herausfinden, ob und in welchem Umfang die gewählten Tarifstufen ihre gewünschte Wirkung entfaltet haben. Die geringe zeitliche Granularität und Langfristigkeit der zeitvariablen Netzentgelte (bspw. kalenderjährliche Festlegung mit festen Zeitfenstern und Tarifstufen) bietet keine Möglichkeit auf die aktuelle Netzsituation zu reagieren.

Die genannten Restriktionen statisch zeitvariabler Tarife sorgen dafür, dass sie in der Menge der diskutierten Mechanismen zu den unpräzisesten und „stumpfen“ Werkzeugen gehören. Daher sollten sie in jedem Fall mit weiteren nachgelagerten Mechanismen abgesichert werden, die wirksam Engpässe beheben können.

Dynamische Netzentgelte

Führt man den Ansatz der ToU-Netzentgelte weiter und bezieht tatsächliche Netzzustandsdaten in die Bestimmung der Preisstufen mit ein, erhält man dynamische Netzentgelte. Man spricht deshalb von dynamischen Netzentgelten, weil sie mit einer kürzeren Fristigkeit kommuniziert werden, um akut drohenden Netzüberlastungen entgegenzuwirken.

Ein Beispiel für einen vergleichbaren Mechanismus ist das Critical-Peak-Pricing (CPP), das unter anderem in den USA Anwendung findet. Hierbei werden insbesondere in den Sommermonaten, wenn die Netzbelastung durch Klimaanlage besonders hoch ist, hohe Netzentgelte aufgerufen, um die Nachfrage zu reduzieren. In diesem Fall kann der Netzbetreiber kritische Netzsituationen ankündigen, in denen das Netzentgelt auf ein Vielfaches des Standardtarifs steigt. Dies geschieht meist mit einem Vorlauf von mindestens einem Tag beispielsweise auf Basis der Wetterprognose und ist auf eine zuvor festgelegte Anzahl an Tagen im Jahr begrenzt, um die Planungssicherheit für die Verbraucher zu erhöhen. Die Verbraucher sind damit insgesamt nur wenige Stunden höheren Preisen ausgesetzt.

Von Real-Time-Pricing (RTP) oder volldynamischen Netzentgelten spricht man, wenn sich die Preisstufen in kurzen Intervallen von bspw. einer Stunde an die tatsächliche Netzbelastung anpassen. Dementsprechend arbeiten diese Tarife auch mit einer hohen örtlichen Auflösung. Im Vergleich zu den zuvor genannten Ausprägungen birgt dieses Verfahren die höchste Dynamik und somit auch die größte Komplexität.

Ein Beispiel für eine Berechnungsmethodik der dynamischen Preisstufen liefert /AGORA-02 23/: Die variablen Netzentgelte werden zunächst individuell auf

der Ebene des jeweiligen, von einem spezifischen Ortsnetztransformator versorgten Niederspannungsnetz bestimmt. Die Zeitfenster und Preisstufen werden dann iterativ angepasst. Dabei werden die Fahrpläne der Flexibilitäten am Ortsnetz nacheinander anhand der vorgegebenen Netzentgelte optimiert und an den Netzbetreiber gemeldet. Dieser passt die Auslastungsprognose an die gemeldeten Fahrpläne an und legt die und die Netzentgelte entsprechend neu fest. Da der Netzbetreiber die Netzentgelte nach jeder Meldung anpassen kann, variiert das Netzentgelt leicht zwischen einzelnen Haushalten. In diesem Fall berücksichtigt der Netzbetreiber die prognostizierte Lastantwort der SteuVE im betroffenen Netzgebiet, um die Preisstufen in einem iterativen Prozess weiter zu optimieren. Bezüglich ihrer Zielgenauigkeit in puncto Netzentlastung sind diese Tarife bspw. einem CPP-Ansatz überlegen, da hier die Zahlungsbereitschaft der Verbraucher:innen in der Preisbestimmung mitberücksichtigt wird.

Vorteile: Sofern die erforderlichen Mess- und Kommunikationssysteme vorhanden sind und der Netzbetreiber die Zahlungsbereitschaft der betroffenen Anschlussnehmer kennt, lässt sich über hochdynamische Netzentgelte die vorhandene Netzkapazität am besten abbilden und ausnutzen. Zudem sorgt ein präzise berechnetes Netzentgelt für eine effiziente Zuteilung, indem es die Anschlussnehmer anhand ihrer Zahlungsbereitschaft differenziert.

Nachteile: Für den Netzbetreiber birgt dieses Verfahren zwei konkrete Herausforderungen: Erstens muss er die Netzbelastung in den einzelnen Gebieten mit hinreichender Genauigkeit prognostizieren können, um ein adäquates Netzentgelt zu bestimmen. Zusätzlich zum netzorientierten Steuern liegt die Schwierigkeit hierbei darin, die Netzbelastung vorab zu bestimmen. Ein Netzentgelt, das ad-hoc kommuniziert wird, verfehlt seine Lenkungswirkung, da für die betroffenen SteuVE keine Zeit zum Umplanen bleibt. Zweitens muss der Netzbetreiber in der Lage sein, die Wirkung des Netzentgelts auf den Leistungsbezug bzw. die Netzbelastung abschätzen zu können. Ein adäquates Netzentgelt ist in der Theorie genauso hoch, dass so viel wie nötig und so wenig wie möglich Lastverschiebung angereizt wird, um das Netz stabil zu halten. Wählt der Netzbetreiber das Entgelt zu niedrig, muss er ggf. auf Notfallmaßnahmen zurückgreifen, wählt er es zu hoch, würde das dafür sorgen, dass sämtlicher steuerbarer Verbrauch ausgesetzt wird, was wiederum eine ineffiziente Netznutzung bedeutet.

DodyNT (unIT-e² Konzept)

Der doppelt-optionale dynamische Netzentgelttarif (dodyNT) ist ein Konzept aus dem Projekt unIT-e² zur

netzorientierten Steuerung auf Niederspannungsebene /IDE01 23/. Dabei dürfen Netzbetreiber einen dynamischen Tarif als Alternative zum statischen Netzentgelt anbieten und Endverbraucher können freiwillig in diesen Tarif wechseln (doppelt optional). Im statischen Tarif räumen die Endverbraucher dem Netzbetreiber direkte Steuerungsrechte analog § 14a EnWG ein, wohingegen im dynamischen Netznutzungstarif die Lastantwort allein über eine Anpassung der Preise mit hoher zeitlicher und örtlicher Auflösung erfolgen soll.

Besteht aktuell keine objektive Notwendigkeit der Steuerung, liegt das Basis-Preisniveau des dynamischen Netznutzungstarifs p_d unter dem des statischen p_s . Steigt nun die Netzbelastung an, erhöht der Netzbetreiber zunächst p_d , bis die Nachfrage der Netznutzer:innen im dynamischen Tarif so weit reduziert wurde, dass das Netz stabil bleibt. Dabei kann es nötig sein, p_d über das Niveau von p_s zu erhöhen, um eine erhöhte Nachfrage der Netznutzer:innen im statischen Netznutzungstarif zu kompensieren. Dadurch, dass sich im Regelfall nur ein Teil der Netznutzer:innen im dynamischen Netznutzungstarif befindet, ist das Lastreduktionspotenzial durch eine Erhöhung von p_d jedoch beschränkt und es kann für den Netzbetreiber nötig werden, auch die Leistung von Endnutzer:innen im statischen Netznutzungstarif zu begrenzen. Ab wann der Netzbetreiber dieses Instrument zieht, hängt dabei auch von den erwarteten Netzausbaukosten ab, die sich aus der Pflicht zur Aktualisierung der Netzausbauplanung bei netzorientierten Steuerungseingriffen ergeben.

Besonders präzise Preissignale kommen dem Netzbetreiber zwar selbst zugute, da sich dadurch Ausbaumaßnahmen vermeiden lassen, sie sind allerdings nicht entscheidend für die Netzstabilität, da sie durch die Möglichkeit zur direkten Steuerung bei statischen Endnutzern flankiert werden.

Vorteile: Der dodyNT liefert eine Antwort, wie sich eine implizite Steuerung über Preissignale mit einer direkten Steuerung kombinieren lässt, ohne eine Teilnahmeverpflichtung zu fordern. Die Anpassung des dynamischen Preises als bevorzugtes Steuerungswerkzeug minimiert die direkten Steuerungseingriffe. Diese können jedoch weiterhin gezogen werden, um eine unzureichende Lastantwort der Endnutzer im dynamischen Tarif zu kompensieren.

Nachteile: Um die Netzbelastung über Preissignale effizient im notwendigen Rahmen zu reduzieren, sind für den Netzbetreiber eine genau Kenntnis des (prognostizierten) Netzzustands sowie der Zahlungsbereitschaft der Anschlussnehmer im betroffenen

Netzgebiet notwendig. Da ggf. homogene Endnutzer durch die zwei unterschiedlichen Tarife (statisch und dynamisch) ungleich behandelt werden, kann das zu Wohlfahrtsverlusten führen.

Leistungspreiskomponente für Privathaushalte (uniT-e² Konzept)

Grundsätzlich sieht die Netzentgeltsystematik in Deutschland mit dem Arbeitspreis (AP), dem Leistungspreis (LP) und dem Grundpreis (GP) drei Entgeltkomponenten vor. Der Grundpreis soll dabei dem strukturbedingten Teil der langfristigen Grenzkosten Rechnung tragen, die sich nicht einzelfallgenau allozieren lassen. Er wird daher für alle Anschlussnehmer eines Netzgebiets einheitlich als periodisch zu zahlender Beitrag erhoben.

Für Privathaushalte ohne RLM wird bislang lediglich ein Grundpreis und ein energiemengenabhängiger Arbeitspreis erhoben. Dieses Berechnungsverfahren ist historisch auf reine Verbraucher mit moderaten Leistungsspitzen ausgelegt. Neue Kundengruppen wie Prosumer, die sowohl Strom aus dem Netz beziehen als auch Strom beispielsweise mit ihrer PV-Anlage ins Netz einspeisen, werden durch eine reine Arbeitspreis-Fokussierung nicht adäquat berücksichtigt /BAYAG01 24/. In Summe wird nach derzeitigem Abrechnungsverfahren basierend auf reduziertem Energiebezug durch Eigenerzeugung weniger Netzentgelt berechnet, obwohl Prosumer das Netz durch einzelne Leistungsspitzen belasten und zusätzliche Kosten verursachen können. Diese Kosten müssen dann auf alle anderen Kunden in Form von steigenden Netzentgelten umgelegt werden.

Ein möglicher Ansatz, um die netzbezogene Kostenreflexivität zu steigern, ist der Umstieg auf ein LP-fokussiertes System, wie es schon heute bei RLM-Kunden genutzt wird. Eine Möglichkeit zur Ausgestaltung eines solchen Leistungspreises ist die Einteilung von Kundengruppen in Leistungsklassen mit verschiedenen hohen Netzentgelten. Die Einteilung könnte auf Grundlage der Jahreshöchstlast eines Endkunden erfolgen – sowohl in Einspeise- als auch Bezugsrichtung. Um die Kosten einer einzelnen, einmaligen Lastspitze abzumildern, ist es auch denkbar, den Mittelwert der fünf größten Jahresleistungen zu berücksichtigen.

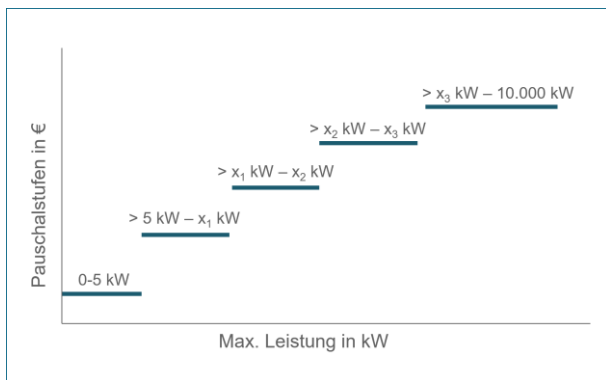


Abbildung 4-1: Pauschalkonzept zur Netzentgelterhebung mit Fokussierung auf die Jahreshöchstlast aus /BAYAG-01 24/

Vorteile: Eine Fokussierung auf den Leistungspreis für Privathaushalte bietet die Möglichkeit, auch Prosumer adäquat an den Netzkosten zu beteiligen. Im Gegensatz zu dynamischen Tarifen sorgen die vorgeschlagenen Leistungsklassen zudem für eine hohe Planbarkeit bei Anschlussnutzern und Netzbetreibern und erleichtern die Abrechnung. Außerdem sollte durch das veränderte Preisregime eine sensitivere Nutzung von Netzkapazitäten erreicht werden.

Nachteile: Die individuellen Lastspitzen der Verbraucher fallen nicht zwangsläufig mit den kritischen und damit dimensionierungsrelevanten allgemeinen Belastungsspitzen im Netz zusammen. Dies kann dazu führen, dass bspw. marktorientierte Flexibilität zurückgehalten wird, um hohe LP-Zahlungen zu vermeiden, obwohl sie in Zeiten geplant ist, in denen die Erbringung aus Netzsicht absolut unkritisch wäre. Andererseits kann der Ansatz dazu führen, dass nach erstmaligem Erreichen einer Spitzenlast sämtliche Anreize für netzdienliches Verhalten untergraben werden.

Als Variante schlagen die Autoren von /ISI-04 18/, /EUOT-01 23/, /UONS-01 17/ vor die Entgeltkomponenten beispielsweise stärker am tatsächlichen Höchstlastbeitrag (Peak Load Contribution) zu orientieren. Dabei evaluiert der Netzbetreiber ex-post den Anteil der individuellen Lastspitze an der allgemeinen Höchstlast im Netzgebiet. Dieses Verfahren ist im Hinblick auf die Kostenreflexivität präziser als der reine Leistungspreis, kann aber kaum eine Lenkungswirkung zur Netzentlastung entfalten, da die individuellen Beiträge erst im Nachhinein festgelegt werden können. Darunter leidet ebenfalls die Akzeptanz der Anlagenbetreiber, da ihre resultierenden individuellen Kosten nur schwer nachzuvollziehen und nicht planbar sind.

Kapazitätspreise

Kapazitätspreise – also Zahlungen, die sich an der vertraglichen Netzanschlusskapazität orientieren – existieren in Deutschland bislang nur in Form des Baukostenzuschusses (BKZ). Dieser wird einmalig bei der Anschlusserrichtung oder Erhöhung der Netzanschlusskapazität erhoben, jedoch nur für Leistungsanforderungen, die über 30 kW hinausgehen. Die Umsetzung eines solchen kapazitätsorientierten Entgelts in €/kW neben dem BKZ kann auf verschiedene Arten erfolgen. Zum einen kann die Einhaltung der vertraglich vereinbarten Kapazität über den Einbau einer Sicherung in der entsprechenden Höhe garantiert werden, wie es bspw. in Italien häufig der Fall ist. Alternativ sind auch „smartere“ Lösungen denkbar, bei denen die zulässige Anschlussleistung nicht von einem physischen Bauteil abhängt. Das eröffnet Möglichkeiten, die vereinbarte Kapazität ohne Techniker:inneneinsatz vor Ort durch den Netzbetreiber anzupassen, wenn die Anschlussnutzenden einen neuen Tarif wählen.

Grundsätzlich führt jedoch ein starrer Kapazitätspreis dazu, dass durch die Leistungsgrenze die Erbringung marktorientierter Flexibilität eingeschränkt wird, auch wenn diese in einem für das Netz völlig unkritischen Zeitpunkt geplant war. Ein Ansatz könnte daher sein, die vertraglich vereinbarte Leistungsgrenze zeitlich zu dynamisieren und nur dann einzufordern, wenn es die Netzbelastung verlangt. Dieser Ansatz setzt langfristig (je nachdem, wie häufig die Anschlusskapazität mit dem Netzbetreiber verhandelt wird, /ISI-04 18/ schlagen hier eine Kontrahierungsdauer von 1-3 Jahren vor) auf implizite Koordination durch Preisanreize, ergänzt diese aber im Engpassfall durch die Möglichkeit zur direkten netzorientierten Steuerung. Diesbezüglich ist der Ansatz eng mit /BNETZA-09 23/ verwandt, allerdings könnten die Anlagenbetreiber die zugesicherte Leistung mit dem Netzbetreiber individuell verhandeln. Die allgemeingültige Mindestleistung von 4,2 kW würde somit durch ein Vertragsmodell ersetzt, bei dem Anschlussnutzende die Freiheit erhalten, für eine höhere gesicherte Leistung mehr zu bezahlen, während andere mit einer niedrigeren Mindestleistung zusätzlich sparen können. Die zusätzliche Erhebung eines Arbeitspreises ist in diesen Ansätzen nicht ausgeschlossen, jedoch verliert der Arbeitspreis durch zusätzliche Einführung eines Kapazitätspreises an Bedeutung.

Vorteile: Die Autor:innen von /ISI-04 18/ und /UONS-01 17/ attestieren Kapazitätspreisen grundsätzlich eine hohe Kostenreflexivität und Planbarkeit und argumentieren, dass ein solches Modell dazu beitragen kann, dass Anschlussnehmer:innen ihre Anschlüsse bedarfsgerechter dimensionieren. Durch eine

adaptive Kapazitätsbeschränkung bliebe das Flexibilitätspotenzial von flexiblen Lasten uneingeschränkt, solange kein kritischer Netzzustand vorliegt /CONS-01 20/ /NTNU-01 22/.

Nachteile: Die Anschlussnehmer:innen werden verpflichtet, ihre unbedingte Anschlusskapazität selbst zu wählen. Ohne ausreichende Hintergrundinfos (historische Daten und Infomaterial), wird es für die meisten Personen schwierig sein, den Wert bedarfsgerecht zu wählen und so unnötige Mehrkosten zu verhindern.

4.2.3 Koordinierte Steuerung

Im Gegensatz zu den Mechanismen der impliziten Steuerung, die lediglich auf die Lenkungswirkung von Preissignalen vertrauen, nimmt bei der koordinierten Steuerung die zentrale Instanz (häufig: Netzbetreiber) eine stärkere Rolle ein.

Die Aufgabe der zentralen Instanz ist es, die Informationen der einzelnen Anlagen zu sammeln, zu verarbeiten und Steuer- oder Preissignale zu versenden, die Anreize für ein global optimales Handeln – beispielsweise bei der Behebung von Netzengpässen – bieten. Insbesondere fallen marktgestützte Verfahren unter diese Kategorie. Abbildung 4-2 stellt die verschiedenen grundsätzlich denkbaren Ausprägungsformen marktbasierter Verfahren gegenüber und verknüpft sie mit einem passenden Auktionsverfahren.

Neben dem Auktionsformat, welches hier als primäres Unterscheidungsmerkmal der verschiedenen Ansätze angeführt wird, können innerhalb der Ansätze weitere Designentscheidungen für die Wirkungsweise des Mechanismus maßgeblich sein:

- Zeithorizont
- Preisbildung

- mögliche Produkte

In den folgenden Abschnitten werden für die drei Strömungen aus Abbildung 4-2 prominente Vertreter knapp vorgestellt und verschiedene Designentscheidungen diskutiert.

Lokale Flexibilitätsmärkte

Flexibilitätsmärkte sind das Konzept, das dem Wortlaut des aktuellen § 14c EnWG am nächsten kommt. Darin ist festgelegt, dass Netzbetreiber Flexibilitätssdienstleistungen in einem transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren zu beschaffen haben. Diese Beschaffung könnte über einen Flexibilitätmarkt abgewickelt werden, wie er in mehreren SINTEG-Projekten konzeptioniert und erprobt wurde /GUI-04 22/.

Auf der Marktplattform stellen Betreiber steuerbarer Anlagen ein Gebot ein, ihre Leistung auf einen bestimmten Wert zu limitieren (Limitprodukt), abweichend zu einem vorher gemeldeten Fahrplan flexibel anzupassen (Fahrplanprodukt), oder langfristig flexible Leistung vorzuhalten (Langzeitkontrahierung) /PUM-01 20/. Die Gebote umfassen dabei immer auch Standortinformationen der Anlagen, um sie bei lokal begrenzten Netzengpässen zielgerichtet einsetzen zu können. Gegenüber den verschiedenen Anlagenbetreibern, die als Verkäufer auftreten, tritt der Netzbetreiber als einziger Käufer auf. Droht ein Engpass, kann er die Gebote nach aufsteigenden Kosten kontrahieren, bis er genügend Flexibilität gesichert hat, um den Engpass zu beheben (Abbildung 4-2, links). Die Kosten für die Flexibilitätsaktivierung über eine Marktplattform muss der Netzbetreiber über die Netzentgelte auf die übrigen Netznutzer:innen umlegen. Bei der Preisbildung setzen die meisten Flexibilitätsmärkte wegen der Heterogenität der

Netzbelastung

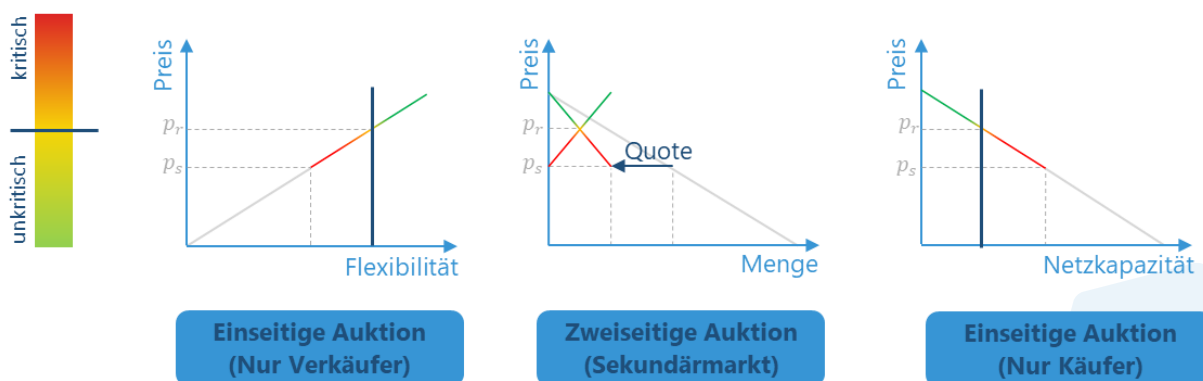


Abbildung 4-2: Schematische Darstellung der möglichen Ausprägungsformen für marktgestütztes Engpassmanagement; p_s stellt den Spotmarktpreis dar und p_r den Redispatchpreis, der sich durch die Engpassmanagement-Maßnahme einstellt.

Flexibilitätsangebote auf ein Gebotspreisverfahren anstelle eines Einheitspreisverfahrens.

Vorteile: Grundsätzlich entsprechen diese Märkte dem allgemeinen Kostenoptimierungsgebot nach § 13 Abs. 1 S. 2 EnWG, indem sie dafür sorgen, dass zunächst die günstigsten Flexibilitätsoptionen zum Einsatz kommen. Bei einem funktionierenden Markt sorgen sie so für eine effiziente Lösung von Netzengpässen und steigern die Wohlfahrt gegenüber gleichmäßigen Steuereingriffen bspw. im Rahmen von § 14a EnWG.

Nachteile: Die Beschränkung der Auktionen auf ausschließlich engpassensitive Anbieter limitiert die Liquidität auf lokalen Flexibilitätsmärkten und kann Marktmacht begünstigen. Zudem eröffnen Flexibilitätsmärkte für Anbieter Erlösmöglichkeiten im Engpassfall, was für diese einen Anreiz darstellen kann den Engpass durch ein verzerrtes Gebot am Spotmarkt zu provozieren oder zu verstärken. Dieses sogenannte Increase-Decrease (Inc-Dec)-Gaming tritt insbesondere auf, wenn Anbieter für ihren Flexibilitätsabruf eine Vergütung erhalten, die für sie bessere Konditionen bietet, als der reguläre Handel an den Spotmärkten.

Quote & Sekundärmarkt

Quotenmodelle beruhen auf der Idee, bei einem drohenden Engpass für steuerbare Anlagen in dem betroffenen Gebiet eine präventive Leistungsquote oder Hüllkurve zu bestimmen, um die Leistung entweder um einen gewissen Prozentsatz zu erhöhen oder zu verringern. Die Produktgestaltung folgt daher dem Konzept des Limit-Produkts oder der Langzeitkontrahierung, wobei die Bedingungen vom Netzbetreiber vorgegeben und in der Regel nicht individuell verhandelt werden. Da die prozentuale Quote einheitlich entweder auf Basis der installierten oder der prognostizierten Leistung der betroffenen Anlagen bestimmt wird, werden diese Ansätze für eine effizientere Allokation häufig mit einem Sekundärmarkt gekoppelt. Dort können Anlagenbetreiber, falls nötig, kurzfristig Überziehungsrechte von anderen Teilnehmenden erwerben, die mit ihrem Lastgang die verordnete Hüllkurve nicht vollständig ausreizen /NETBW-02 21/. Es handelt sich dabei um eine zweiseitige Auktion mit mehreren Käufern und Verkäufern (Abbildung 4-2, Mitte). In der Gesamtheit bleibt die Netzbelastung konstant, sodass der Netzbetreiber lediglich die individuelle Zuteilung durch den Sekundärmarkt vornehmen lässt. Der Sekundärmarkt ist aus Sicht des Netzbetreibers kostenneutral, da die Zahlungen unter den teilnehmenden Anlagenbetreibern fließen. Lediglich die Teilnahme am Quotenmodell muss – sofern keine Teilnahmeverpflichtung besteht – ggf. finanziell

angereizt werden, was der Netzbetreiber auf die Netzentgelte umlegen müsste.

Vorteile: Der Netzbetreiber sichert sich über die Möglichkeit einer Quotierung grundsätzlich Flexibilitätspotenziale zur Behebung von Netzengpässen. Der nachgelagerte Sekundärmarkt sorgt lediglich für eine effizientere Allokation unter den Teilnehmenden, hat aber keinen Einfluss mehr auf die Netzstabilität

Nachteile: Eine Berechnung der Quote auf Basis der installierten Leistung führt zu konservativen Annahmen hinsichtlich der möglichen Netzüberlastung und muss daher in der Regel häufiger „gezogen“ werden als tatsächlich nötig. Um dieses Problem zu umgehen, setzen weiterentwickelte Quotenmodelle auf die prognostizierte Leistung der teilnehmenden Anlagen. Damit existiert jedoch für diese Anlagen ein Anreiz ihren tatsächlichen Leistungsbedarf bei der Meldung der Prognose vorsätzlich zu überschätzen, um im Falle einer gleichmäßigen Abregelung dennoch genügend Leistung zur Verfügung zu haben. Analog zu lokalen Flexibilitätsmärkten leiden die nachgelagerten Sekundärmärkte ebenfalls unter eingeschränkter Liquidität und der Problematik des Inc-Dec-Gamings.

KOALA (uniT-e² Konzept)

Der Koordinations- und Allokationsalgorithmus für Flexibilität (KOALA) beschreibt einen kurzfristigen Markt, bei dem verfügbare Netzkapazitäten versteigert werden. Als einzelner Verkäufer steht der Netzbetreiber hier mehreren Anlagenbetreibern als Kaufinteressenten gegenüber (Abbildung 4-2, rechts). Prognostiziert er einen Engpass, stellt er die verfügbare Netzkapazität abzüglich Reserven für nicht-steuerbare Anlagen sowie gesetzlich zugesicherte Mindestleistung zunächst ohne Preisinformation zur Auktion. Die Berücksichtigung der Mindestleistung (bspw. 4,2 kW) pro SteuVE soll eine Leistungsreserve und die Vereinbarkeit mit der Festlegung der BK 6 /BNETZA-09 23/ sicherstellen. Im Auktionsverfahren werden die Anlagenbetreiber mit der höchsten Zahlungsbereitschaft bezuschlagt, bis die verfügbare Kapazität ausgeschöpft ist. Aus dem Schnittpunkt der Nachfragekurve mit der angebotenen Netzkapazität ergibt sich für den Engpassfall der Knappheitspreis. Damit sorgt der Mechanismus dafür, dass engpassensitive Anlagen entsprechend ihrer akuten Zahlungsbereitschaft abgeregelt werden können. Als finanzieller Teilnahmeanreiz können die gesammelten Auktionserlöse am Ende einer Abrechnungsperiode unter allen Teilnehmenden des KOALA-Modells ausgeschüttet werden. /FFE-32 24/

Vorteile: Die Versteigerung von Netzkapazitäten birgt im Engpassfall keine Erlöspotenziale für die teilnehmenden Anlagenbetreiber, sodass trotz einer marktlichen Allokation keine Anreize für strategisches Bieten im Sinne von Inc-Dec-Strategien bestehen. Zudem kann das KOALA-Modell als freiwilliges Add-On zu den bestehenden 14a-Modulen angeboten werden. Durch Ausschüttung der Auktionserlöse ist das Modell aus Sicht der Netzbetreiber kostenneutral und benötigt keine Gegenfinanzierung aus Netzentgelten.

Nachteile: Die Einführung von kurzfristigen Kapazitätsauktionen ist mit Aufwänden für deren Abwicklung und an die Marktkommunikation verbunden. Zusätzlich begünstigt das Modell, dass im Engpassfall insbesondere finanzstarke Teilnehmende sich zusätzliche Leistungskapazitäten sichern. Gemeinsam mit der Tatsache, dass mit Netzkapazität ein vormals nahezu unbedingtes Gut zur Auktion gestellt wird, kann das die Akzeptanz für ein solches Modell stark einschränken.

Tabelle 4-1: Vor- und Nachteile der analysierten Mechanismen auf einen Blick

Mechanismen		Vorteile	Nachteile
Direkte Steuerung	Präventive Steuerung	einfache Umsetzung; kaum Netzdaten notwendig	i. d. R keine effiziente Netzausnutzung; keine effiziente Allokation
	Netzorientierte Steuerung	einfache Umsetzung; 100 % Netzausnutzung im Engpassfall	keine effiziente Allokation; keine Ankündigung für Anlagenbetreiber
	Abschaltreihenfolge	Opportunitätskosten ex ante nicht feststellbar	theoretisch effizientere Allokation; keine Ankündigung für Anlagenbetreiber
Implizite Steuerung	Leistungspreiskomponente	einfache Umsetzung; höhere Verursachergerechtigkeit	keine Berücksichtigung der Netzsituation; kein Anreiz nach Erreichen der Leistungsspitze
	Kapazitätspreise	hohe Kostenreflexivität und Planbarkeit; Anreiz zur bedarfsgerechten Dimensionierung	passende Anschlussdimensionierung für Laien schwierig
	Zeitvariable Netzentgelte	gute Planbarkeit und volle Steuerungshoheit für Anlagenbetreiber	erhöhter Abrechnungsaufwand, kein direkter Bezug zur Netzbelastung
	Dynamische Netzentgelte	theoretisch zielgenaue Anreizwirkung ohne Notwendigkeit der direkten Steuerung	erhöhter Abrechnungsaufwand Komplexe Bestimmung der Preisstufen,
	dodyNT	Optionalität für Netz- und Anlagenbetreiber; Synergie zw. direkter und indirekter Steuerung	komplexe Umsetzung; Ungleichbehandlung durch zwei Tarifoptionen
Koordinierte Steuerung	Flexibilitätsmarkt	theoretisch effiziente Allokation; attraktives Konzept für Anlagenbetreiber	komplexe Umsetzung; Anfälligkeit für Marktmacht und mögliche Fehlanreize
	Quote und Sekundärmarkt	theoretisch effiziente Allokation; Einhaltung der Quote sichergestellt	komplexe Umsetzung; Anfälligkeit für Marktmacht und mögliche Fehlanreize
	KOALA	theoretisch effiziente Allokation; fördert kein engpassverstärkendes Verhalten	komplexe Umsetzung; Akzeptanz für Kapazitätsauktionen fraglich

5 Zusammenfassung & Ausblick

Durch den Hochlauf erneuerbarer Energien und die zunehmende Zahl an elektrischen Verbrauchern ist ein signifikanter Ausbau der Stromnetze in Europa unumgänglich. Insbesondere auf Verteilnetzebene existieren jedoch zahlreiche Ansätze zur netzdienlichen Flexibilitätsnutzung, um diesen Ausbaubedarf zu reduzieren oder zumindest aufzuschieben.

Überblick über die untersuchten Mechanismen

Der regulatorische Rahmen für Engpassmanagement und Anreizmechanismen zur Netzentlastung ist in Europa zu einem hohen Grad durch das EU-Recht vorgegeben. Dennoch werden die EU-Vorgaben in den einzelnen Mitgliedsstaaten unterschiedlich interpretiert und umgesetzt. Generell lassen sich aus dem Rechtsrahmen Mechanismen der **impliziten**, der marktbasier **koordinierten** und in Ausnahmefällen der **direkten** Steuerung ableiten.

In allen untersuchten Ländern nutzen zumindest die Übertragungsnetzbetreiber bereits marktbasierete Elemente, um den Flexibilitätsinsatz für das Engpassmanagement zu koordinieren. Daneben sind in den

skandinavischen Ländern und Italien auch Strompreiszonen als implizite Preissignale implementiert.

Auf Ebene der Verteilnetze sind Mechanismen der marktbasiereten, koordinierten Steuerung bislang weit weniger etabliert. Viele der Ansätze sind aus Pilotprojekten entstanden, die nach dem Ende der offiziellen Laufzeit aufgrund ihrer Effektivität weiterbetrieben wurden. Sie sind jedoch meist örtlich begrenzt und daher nur für einzelne Engpässe nutzbar. Ein Grund für das Zögern, diese Ansätze großflächig auszurollen dürfte ihre Anfälligkeit gegenüber strategischem Gebotsverhalten und der Ausübung von Marktmacht sein. Stattdessen setzen viele Länder auf den Einsatz impliziter Steuerungsmechanismen über eine entsprechende Gestaltung der Netzentgeltsystematik. Dabei werden vor allem zeitvariable Netzentgelte eingesetzt, die aber nicht zwangsläufig die tatsächliche Netzbelastung widerspiegeln und dementsprechend weniger präzise wirken. Flankiert werden die zeitvariablen Preise in manchen Staaten durch kapazitäts- und leistungs-basierte Preisbestandteile, wobei letztere nur bei gewerblichen Kunden Anwendung finden, die über eine Leistungsmessung verfügen.

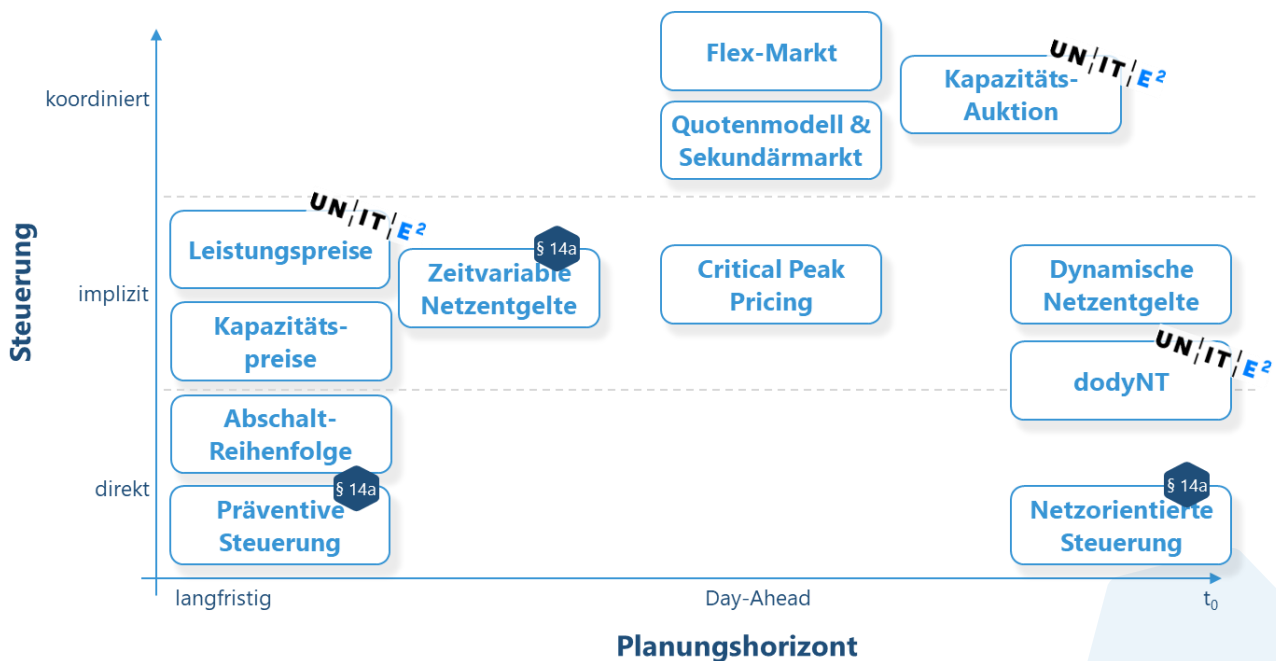


Abbildung 5-1: Strukturierter Überblick über mögliche Ansätze für das Engpassmanagement in Verteilnetzen mit Einordnung der § 14a EnWG-Festlegungen sowie den Konzepten aus unIT-e²

Im Projekt unIT-e² wurden auch auf Basis der internationalen Recherche neue Anreizmechanismen zur Netzentlastung konzipiert. Diese sollen die deutschen Ansätze zum Engpassmanagement auf Verteilnetzebene zielgerichtet ergänzen. Der Vorschlag der **Leistungspauschalen für Anschlussnehmer** in der Niederspannung adressiert insbesondere das Kriterium der Verursachergerechtigkeit und soll für einen effizienteren Umgang mit der verfügbaren Netzkapazität sorgen. Das Konzept ist jedoch nicht dazu gedacht, um auf konkrete Engpassituationen zu reagieren. Der **„doppelt optionale dynamische Netznutzungstarif“ (dodyNT)** sieht vor, dass Netzbetreiber einen dynamischen Tarif als Alternative zum statischen Tarif anbieten und Netznutzer:innen freiwillig in diesen Tarif – und auch wieder aus ihm heraus – wechseln können (doppelt optional). Beim **unIT-e² KOALA** erfolgt die Preisfindung für begrenzte Netzkapazität über kurzfristige Kapazitätsauktionen, womit sich der Mechanismus innerhalb der koordinierten Steuerung einsortiert. Beide Ansätze – dodyNT und KOALA – haben das Ziel finanzielle Anreize zu setzen, um Engpässe kurzfristig abzuwenden. Die bestehende Regulatorik für die Niederspannung in Deutschland setzt im Rahmen des § 14a EnWG entweder auf langfristige zeitvariable Netzentgelte oder auf die kurzfristige netzorientierte Steuerung – welche allerdings nicht den Kriterien eines marktbasierten Instruments entspricht. Damit setzen die Ansätze aus unIT-e² neue Akzente in der Debatte über die Ausgestaltung des zukünftigen Systems.

Gedanken zur Netzintegration haushaltsnaher Flexibilitätsoptionen

Auch in Zukunft wird es einen Mix an verschiedenen Mechanismen geben, um haushaltsnahe Flexibilitäten sicher und effizient ins Verteilnetz zu integrieren. In Deutschland hat die Bundesnetzagentur mit der Einführung von § 14a EnWG die zur Verfügung stehenden Mechanismen für Verteilnetzbetreiber auf Niederspannungsebene gerade erst erweitert. Gleichzeitig bieten die Vorschläge aus dem Projekt unIT-e² sowie der Blick ins europäische Ausland bereits heute Anhaltspunkte für Reformpotenziale.

Dies betrifft insbesondere die Weiterentwicklung von marktbasierten Mechanismen und grundlegende Fragen zur Anreizsetzung durch die Netzentgeltstruktur, denn Mechanismen für das Engpassmanagement sind eng mit Fragen zur grundsätzlichen Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik verknüpft. Insbesondere das deutsche Netzentgeltsystem hat durch eine Vielzahl an Sondernetzentgelten zunehmend an Komplexität gewonnen. Dazu zählen auch die nun eingeführten zeitvariablen Netzentgelte des Anreizmoduls im Rahmen des § 14a EnWG. Obwohl die netzentlastende

Wirkung dieser neu eingeführten zeitvariablen Netzentgelte umstritten ist /AGORA-02 23/, schafft ihre Einführung einerseits die Grundlage für präzisere, dynamische Netzentgelte und könnte andererseits eine gewisse Zielrichtung für die anstehende Reform der Netzentgeltsystematik vorgeben.

Vor diesem Hintergrund wurde im Rahmen von unIT-e² intensiv über die Vor- und Nachteile verschiedener Mechanismen diskutiert. Aus den Diskussionen leiten wir die folgenden offenen und zentralen Fragestellungen für eine Novellierung der Netzentgeltsystematik und Weiterentwicklung des Netzengpassmanagements ab:

- Wird Verursachungs- und Verteilungsgerechtigkeit in einem System mit vollständig variablen oder dynamischen Netzentgelten ausreichend adressiert? D. h. werden flexible Verbrauchseinrichtungen angemessen an den Netzkosten beteiligt oder werden die Kosten dann hauptsächlich von unflexiblen Verbrauchern getragen, die sich Hochtarifzeiten nicht entziehen können?
- Wie lassen sich dynamische Preisbestandteile mit leistungsbasierten Netzentgelten – welche das Potenzial hätten, die Verursachergerechtigkeit besser zu berücksichtigen – zielgerichtet kombinieren?
- Sind in einem System mit impliziten Flexibilitätsanreizen über Preissignale (wie dynamische oder zeitvariable Netzentgelte) weitere marktbasierende Mechanismen im Sinne des § 14c EnWG obsolet?
- Sollten Notfallinstrumente, wie die direkte Steuerung nach § 14a EnWG, künftig in der Netzplanung berücksichtigt werden, um effektiv Netzausbau einzusparen? Wie sollten anreizbasierte Mechanismen berücksichtigt werden?
- Wie können Einspeiser, wie kleine PV-Anlagen, zielgerichteter ins Engpassmanagement eingebunden werden? Und sollten auch sie an den Netzkosten beteiligt werden?

6 Literaturverzeichnis

- ACER-01 23** EU Agency for the Cooperation of Energy Regulators: Demand Response and other distributed energy resources: what barriers are holding them back? - 2023 Market Monitoring Report. Ljubljana, Slovenien: ACER, 2023.
- ACM-01 22** Congestiemanagement en het Capaciteitsbeperkingscontract - Vragen en Antwoorden. Den Haag, NL: Autoriteit Consument & Markt, 2022.
- AGORA-02 23** Agora Energiewende und Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (2023): Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen. Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. die Stromkosten für alle senken können.
- AGORA-06 19** Jahn, Andreas et al.: Netzentgelte 2019: Zeit für Reformen - Impuls. Berlin: Agora Energiewende, 2019.
- AGORA-11 21** Jahn, Andreas: Zukünftige Anforderungen an eine energiewendegerechte Netzkostenallokation. Berlin: Agora Energiewende, 2021.
- BAYAG-01 24** Netzentgeltsystematik in der Niederspannung verursachungsgerecht gestalten - Fokus ab der 5. Regulierungsperiode Strom (ab 2029) - Ein unIT-e 2 -Positionspapier. Regensburg: Bayernwerk Netz GmbH, 2024.
- BDEW-05 23** BDEW e. V.: Redispatch 2.0: Optimierung und Weiterentwicklung der Prozesse erforderlich. In <https://www.bdew.de/energie/redispatch-20-optimierung-und-weiterentwicklung-der-prozesse-erforderlich/>. (Abruf am 2025-1-22); Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2023.
- BMWI-21 18** Verordnung zur schrittweisen Einführung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte - Entwurf. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2018.
- BNETZA-09 23** Festlegung zur Durchführung der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzan-schlüssen nach § 14a EnWG. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2023.
- BNETZA-10 24** Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2024. Bonn: Bundesnetzagentur, 2024.
- BNETZA-12 24** Bundesnetzagentur: Energie Eckpunkt Papier - Netze. Effizient. Sicher. Transformiert. Bonn: Bundesnetzagentur, 2024.
- BNETZA-17 23** Beschluss zur Festlegung von Netzentgelten für steuerbare Anschlüsse und Verbrauchseinrichtungen (NSAVER) nach § 14a EnWG (BK6-22-300). Ausgefertigt am 2023-11-27; Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), Beschlusskammer 8, 2023.
- BNETZA-21 23** Bundesnetzagentur: § 14a EnWG | Entgeltmodell - 2. Konsultation | BK8-22/010-A. Bonn: Bundesnetzagentur, 2023.
- BUW-01 23** Überarbeitetes Eckpunkt Papier „Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG“ - Stellungnahme im Rahmen der zweiten Konsultation. Weimar: Bauhaus-Universität Weimar, 2023.
- CONS-01 20** Netzentgeltreform: Netzentgelte verbraucherfreundlich gestalten. Aachen: Consentec GmbH, 2020.
- COT-01 23** Council of the European Union: Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 as well as Directives (EU) 2018/2001 and (EU) 2019/944 to improve the Union's electricity market design - Analysis of the final compromise text with a view to agreement - Interinstitutional File: 2023/0077(COD). Brüssel: Council of the European Union, 2023.

- DEU-03 21** Urteil des EuGH zur Regulierung des deutschen Elektrizitäts- und Erdgasmarktes - (Rs. C-718/18). Berlin: Deutscher Bundestag - Wissenschaftliche Dienste, 2021.
- DIE-02 19** Bundesregierung: Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus - Drucksache 19/7375. Berlin: Bundesregierung, 2019.
- DIE-12 21** Bundesregierung: Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht - Drucksache 19/27453. Berlin: Bundesregierung, 2021.
- ECD-02 23** Europäische Kommission: Electricity market design. In https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/electricity-market-design_en. (Abruf am 2025-1-22); Brüssel: European Commission Directorate-General for Energy, 2023.
- ENEDIS-01 25** Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de Distribution d'Électricité - TURPE 6 HTA/BT. Courbevoie: Enedis, 2025.
- ENTSOE-01 24** ENTSO-E: DSO Entity & ENTSO-E Public consultation on Network Code for Demand Response. In <https://consultations.entsoe.eu/markets/public-consultation-networkcode-demand-response/>. (Abruf am 2025-1-22); Brüssel: ENTSO-E, 2024.
- ENTSOE-04 21** Bidding Zone Configuration Technical Report 2021. Brüssel: ENTSO-E, 2021.
- ENTSOE-07 14** ENTSO-E: Pilot 5: The Nordic Regulating Power Market - Optimizing the existing Nordic mFRR market and investigating possibilities to exchange with other regions. Brüssel: ENTSO-E, 2014.
- EREDES-01 22** E-REDES: REGULAMENTO DOS CONCURSOS PARA A PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS DE FLEXIBILIDADE. Lissabon, Portugal: E-REDES, 2022.
- ERG-01 22P** Wagner, Christian: Zukünftiger Bedarf und Beschaffung von Systemdienstleistungen (SDL-Zukunft). Dortmund: ef.Ruhr GmbH, 2022.
- EU-03 19** Verordnung (EU) 2019/943 Des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung) . Ausgefertigt am 2019-06-14; Brüssel: Europäische Union, 2019.
- EU-18 09** Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (Neufassung) . Ausgefertigt am 2019-06-05, Version vom 2009-07-13; Brüssel: Europäische Union, 2009.
- EUOT-01 23** Vaughan, Jim: Empowering tomorrow, controlling today: A multi-criteria assessment of distribution grid tariff designs. Eindhoven, Niederlande: Eindhoven University of Technology, 2023. DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.121053.
- FFE-29 24** Weiß, Andreas: Variable Netzentgelte als Option für steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach §14a. In <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/variable-netzentgelte-als-option-fuer-steuerbare-verbrauchseinrichtungen-nach-%C2%A714a/>. (Abruf am 2024-12-03); München: FFE, 2024.
- FFE-32 24** Regener, Vincenz: Der unIT-e² KOALA - Ein anreizbasierter Mechanismus zur Koordination netzorientierter Steuerungsvorgänge. München: FfE, 2024.
- GUI-01 23** Guidehouse: Plattform Klimaneutrales Stromsystem - Input-Vorträge zu den Themen Flexibilitätspotenziale und Netzentgeltsystematik. In: 2. Sitzung der AG Flex; Berlin: Guidehouse.
- GUI-04 22** Burges, Karsten: Netzdienliche Flexibilitätmechanismen - Synthesenbericht 2 des SINTEG Förderprogramms - Studie im Auftrag des BMWK. Berlin: Guidehouse, 2022.
- HERTZ-01 24** Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025 - Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart: 50Hertz Transmission GmbH, 2024.
- HERTZ-01 25** §13K EnWG „Nutzen statt Abregeln“ - Umsetzungskonzept der Übertragungsnetzbetreiber gemäß

- IDE-01 23** §13 Abs. 6 S. 2 EnWG. : 50hertz, 2025.
Gräper, Gerrit: Der doppelt-optionale dynamische Netzentgelt-Tarif (dodyNT) – Ausgestaltungsvorschlag eines dynamischen Netzentgeltes zur Bewirtschaftung von Engpässen im Verteilnetz. Kassel: Universität Kassel, 2023.
- IKEM-02 19** Antoni, Johannes: Bereitstellung von Flexibilität in der Niederspannung - Status Quo, Wechselwirkungen und Ausblick. In: ENavi Kopernikus Projekte 12/2019. Berlin: IKEM-Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität eV, 2019.
- ISI-04 18** Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende - Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Aachen: consentec, 2018.
- NESO-01 22** Local Constraint Market (LCM) - Product & Service Design. Warwick, UK: NESO, 2022.
- NETBW-02 21** Frankenbach, Marc-Aurel: Avoiding Congestion and Optimising Grid Utilisation - An Advanced Multi-level Quota Realised in a Comprehensive Smart Grid Demonstrator. In: CIRED 2021 - The 26th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution; Stuttgart: Netze BW GmbH, 2021. DOI: 10.1049/icp.2021.1662.
- NGE-01 23** MW Dispatch service details including visibility and control requirements. Warwick, UK: National Grid ESO, 2023.
- NOD-01 20** Sarti, Richard: NODES white paper: Paving the way for Flexibility. Lysaker: NODES, 2020.
- NOD-01 22** Deltagande i Effekthandel Väst. Lysaker, Norwegen: NODES, 2022.
- NOD-01 23** Dialogue Meeting sthlmflex. Lysaker, Norwegen: NODES, 2023.
- NTNU-01 22** Bjarghov, Sigurd: Capacity subscription grid tariff efficiency and the impact of uncertainty on the subscribed level. Trondheim, Norwegen: NTNU, 2022. DOI: 10.1016/j.enpol.2022.112972.
- OX-01 22** Charbonnier, Flora: Coordination of resources at the edge of the electricity grid: Systematic review and taxonomy. Oxford, UK: University of Oxford, 2022. DOI: 10.1016/j.apenergy.2022.119188.
- PUM-01 20** Heilmann, Erik et al.: Market Design of Regional Flexibility Markets: A Classification Metric for Flexibility Products and its Application to German Prototypical Flexibility Markets. Marburg: Philipps-Universität Marburg, 2020.
- RTE-01 24** RTE - Réseau de Transport d'Électricité: Market Rules Chapter 2. Balancing Mechanism. Paris, France: RTE, 2024.
- SNB-01 23** Stromnetz Berlin GmbH: Zahlen, Daten und Fakten - Stromnetz Berlin. In <https://www.stromnetz.berlin/uber-uns/zahlen-daten-fakten/>. (Abruf am 2025-1-22); Berlin: Stromnetz Berlin GmbH, 2023.
- STAT-05 24** Netzentgelte für Strom in Deutschland nach Kundengruppe von 2007 bis 2024: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/168548/umfrage/entwicklung-der-netzentgelte-nach-kundengruppe-seit-2006/>; Hamburg: Statista, 2024.
- STI-01 24P** Schilderoth, Tim: Das EU-Recht der Netzentgelte im Stromsektor - Systematik und Reformbedarf - Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 37. Würzburg: Stiftung Umweltenergierecht, 2024.
- STUER-02 21** Klarmann, Tobias: Marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen - Was folgt aus EU-Recht und § 14c EnWG? Würzburg: Stiftung Umweltenergierecht, 2021.
- TCG-01 19** Tveten, Åsa: Ekstern rapport nr 59-2019 – A Study on Balancing and Redispatching Strategies. Oslo: Thema Consulting Group, 2019. ISBN: 978-82-410-1917-3.
- TERN-01 21** Terna: The new electricity market zones: what you need to know. In <https://lightbox.terna.it/en/insight/new-electricity-market-zones>. (Abruf am 2025-2-17); Rom: TERNA, 2021.
- ÜNB-02 23** Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023 - Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart: 50Hertz Transmission GmbH, 2023.

UONS-01 17 Passey, Robert: Designing more cost reflective electricity network tariffs with demand charges. Sydney, Australia: University of New South Wales, 2017. DOI: 10.1016/j.enpol.2017.07.045.

