

# Wissenschaftliches Inputpapier für die AG Flexibilität der PKNS: Dynamische Tarife aus Stromsystem- perspektive

**Erstellt von:**

20.10.2023

Guidehouse Germany GmbH durch die Autor\*innen  
Philipp Creutzburg  
Nele Maas  
Karoline Steinbacher  
Christian Nabe

## Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)

Das vorliegende Papier greift die Diskussionen in der AG Flexibilität zum Thema Dynamische Tarife auf. Dort wurde insbesondere auf Risiken aus Netz- und Systemperspektive hingewiesen. Das Papier stellt somit keine umfassende Bewertung von dynamischen Tarifen dar und erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Insbesondere potenzielle Mehrwerte dynamischer Tarife aus Sicht der Verbraucher\*innen aber auch aus Systemperspektive, werden an dieser Stelle nicht systematisch bewertet. Vielmehr soll das vorliegende Papier eine strukturierte Diskussionsgrundlage für die kommende AG Sitzung liefern.

### *Kernaussagen*

- Bei dynamischen Tarifen handelt es sich um die Variation der verbrauchsabhängigen Preiskomponente eines Stromtarifs. Konkret wird dabei die Preiskomponente für Beschaffung und Vertrieb in Anlehnung an den Spotmarktpreis (Day-Ahead oder Intraday) variiert. Grundlegendes Ziel von dynamischen Tarifen ist es über Preisanreize Stromangebot und -nachfrage besser in Einklang zu bringen und dadurch die optimale Nutzung erneuerbarer Energien zu stützen. Endverbraucher\*innen sollen bei Flexibilisierung ihrer Nachfrage unter dynamischen Tarifen von durchschnittlich geringeren Strombezugskosten profitieren.
- Derzeit ist nicht davon auszugehen, dass die Einführung von dynamischen Tarifen ein Risiko für die Systemstabilität darstellt. Mögliche Auswirkungen von Prognosefehlern und die Entstehung von Rampen auf Systemebene sollten jedoch beobachtet werden.

Dieser Bericht wurde von Guidehouse im Auftrag und zum alleinigen Gebrauch durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) erstellt (Vorhaben: Wissenschaftliches Begleitvorhaben für die Plattform Klimaneutrales Stromsystem, Förderkennzeichen: 03MAP424). Die Inhalte sind Arbeitsergebnisse, die auf den zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichtes verfügbaren Informationen basieren. Dieses Dokument ist nicht zur Veröffentlichung oder Weitergabe an Dritte bestimmt.

- In der Niederspannungsebene können die Auswirkungen von dynamischen Tarifen in Form von lokalen Netzengpässen aufgrund geringerer Ausgleichseffekte schneller sichtbar werden. Netzbetreiber sollten kritische Situationen frühzeitig erkennen können. Nur so können sie die möglichen Auswirkungen von dynamischen Tarifen bei der Netzdimensionierung sowie beim Netzengpassmanagement durch den Einsatz zur Verfügung stehender Instrumente, wie bspw. unter § 14a EnWG, berücksichtigen.

# 1. Einleitung

Das EU Clean Energy Package zielt darauf ab, Verbraucher\*innen, auch auf Haushalts-ebene, zu aktiveren Teilnehmenden am Strommarkt zu machen. Die EU-Binnenmarkt-Richtlinie (2019/944) schreibt vor, dass alle Mitgliedstaaten Verbraucher\*innen mit Smart Metern den Zugang zu Stromverträgen mit dynamischen Tarifen ermöglichen sollen. Entsprechend Umsetzung der Richtlinie in Deutschland müssen deshalb bereits heute alle Lieferanten, die mehr als 100.000 Letztverbraucher\*innen beliefern, ihren Kund\*innen mit intelligentem Messsystem einen dynamischen Tarif anbieten. Bisher werden diese jedoch nur sehr vereinzelt angeboten und genutzt. Verbreitet sind derzeit hauptsächlich statische Tarife oder, eher selten genutzt, der zeitvariable Hochtarif (HT)/ Niedertarif (NT)-Tarif, hauptsächlich für Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen.

Mit dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) soll sich das künftig ändern. Neben dem Hochlauf der intelligenten Messsysteme werden mit der Neufassung des § 41a EnWG alle Stromlieferanten verpflichtet, bis Januar 2025 dynamische Tarife für Stromkund\*innen mit intelligentem Messsystem anzubieten. Die De-Minimis-Schwelle für Lieferanten mit 100.000 Kund\*innen entfällt. **Stromkund\*innen können die dynamischen Tarife nach Einführung dann freiwillig wählen.**

Vor dem Hintergrund der vorgegebenen breiten Einführung von Angeboten dynamischer Tarife zeigen sich offene Diskussionspunkte bezüglich ihrer Wirkung und möglicher Risiken. Diese werden in diesem Papier aufgegriffen und aus Perspektive des Konsortiums eingeordnet.

## 2. Definition und Ziele von dynamischen Tarifen

### Was sind dynamische Tarife?

Das für Endkund\*innen sichtbare Preissignal für ihren Stromverbrauch setzt sich aus verschiedenen Komponenten zusammen. In den Tarifen der Lieferanten sind neben den Kosten für Beschaffung und Vertrieb auch weitere Komponenten enthalten. So müssen Endkund\*innen zusätzlich Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen zahlen.<sup>1</sup> Bei einem durchschnittlichen Strompreis für Haushalte von 46,27 ct/kWh in 2023 machen die Kosten für Beschaffung und Betrieb mit rund 24,28 ct/kWh rund 53% des Strompreises aus.<sup>2</sup> Während die Mehrwertsteuer als relativer Aufschlag auf die zu zahlenden gesamten Stromkosten ermittelt wird, stellen die anderen Komponenten wie Netzentgelte, Abgaben, Umlagen und Stromsteuer im Status quo absolute Aufschläge dar.

Der Begriff dynamische Tarife bezieht sich nach dem Verständnis in dem vorliegenden Papier ausschließlich auf eine **Dynamisierung** der Komponenten **Beschaffung und Vertrieb des Strompreises**. Unabhängig von der Einführung dynamischer Tarife wird auch die Dynamisierung von Netzentgelten diskutiert, also die Variation des Arbeitspreises der Netzentgelte. Konkret ist im Ausgestaltungsvorschlag der BNetzA zum § 14a EnWG die Einführung zeitvariabler Netzentgelte vorgesehen. Im Allgemeinen sollen dynamische Netzentgelte – im Gegensatz zu dynamischen Tarifen – nicht am Marktpreissignal ausgerichtet werden, sondern an der Auslastung der Stromnetze in einem bestimmten Gebiet.

---

<sup>1</sup> Netzentgelte sowie Steuern, Abgaben und Umlagen werden durch den Lieferant mit erhoben und an Netzbetreiber bzw. staatliche Stellen weitergeleitet.

<sup>2</sup> BDEW (2023), berücksichtigt Haushalte mit Jahresverbrauch von 3.500 kWh, Grundpreis anteilig enthalten.

Dynamische Tarife und dynamische Netzentgelte können in Kombination genutzt werden (sprich: dynamische Tarife mit dynamischen Netzentgelten). Die dynamisierten Strompreiskomponenten setzen dann voneinander unabhängige Anreize zu markt- oder netzdienlichem Verhalten. Denn Endkund\*innen richten entsprechend ihr Verhalten an der **Summe aller Strompreiskomponenten** inklusive des dynamisierten Preises des Lieferanten und des dynamisierten Arbeitspreises des Netzbetreibers aus. Welcher Anreiz überwiegt, hängt vom Verhältnis und der absoluten Höhe der dynamischen Komponenten ab.

Die Definition eines Stromlieferungsvertrags mit dynamischen Tarifen lautet nach EnWG:

*„ein Stromliefervertrag mit einem Letztverbraucher, in dem die Preisschwankungen auf den Spotmärkten, einschließlich der Day-Ahead- und Intraday-Märkte, in Intervallen wiedergespiegelt werden, die mindestens den Abrechnungsintervallen des jeweiligen Marktes entsprechen“<sup>3</sup>*

Das Verständnis von dynamischen Tarifen für das vorliegende Papier basiert auf der EnWG-Definition. Darüber hinaus wird angenommen, dass es sich bei dem dynamischen Tarif um die Variation der verbrauchsabhängigen Preiskomponente für Beschaffung und Vertrieb eines Stromtarifs handelt. Nach der EnWG-Definition schwankt diese Preiskomponente beim dynamischen Tarif im Tagesverlauf je Stunde (Anlehnung an den Day-Ahead Markt (DAM)) oder Viertelstunde (Anlehnung an den Intraday-Markt (IDM)). Die Preisstufen werden kurzfristig durch den Lieferanten festgelegt (z.B. eine Stunde/einen Tag im Voraus). Die Höhe der Preisschwankungen muss sich nach EnWG-Definition an den Day-Ahead oder Intraday-Preisen orientieren.<sup>4</sup> Im Rahmen dieses Papieres wird davon ausgegangen, dass durch dynamische Tarife Preisschwankungen des Energy-only Marktes (EOM) in voller Höhe an Endkund\*innen weitergegeben werden.

### Was sind dynamische Tarife nicht?

Von dynamischen Tarifen abzugrenzen sind zeitvariable Stromtarife oder *Time-of-Use*-Tarife. Bei zeitvariablen Stromtarifen werden unterschiedliche Preisstufen für bestimmte Zeiträume, bspw. Jahreszeiten oder Tageszeiten, bei Vertragsschluss langfristig festgelegt. Dies ist für HT-NT Tarife bereits heute der Fall. Im Unterschied zu dynamischen Tarifen verändern sich die Arbeitspreise nicht fortlaufend.<sup>5</sup>

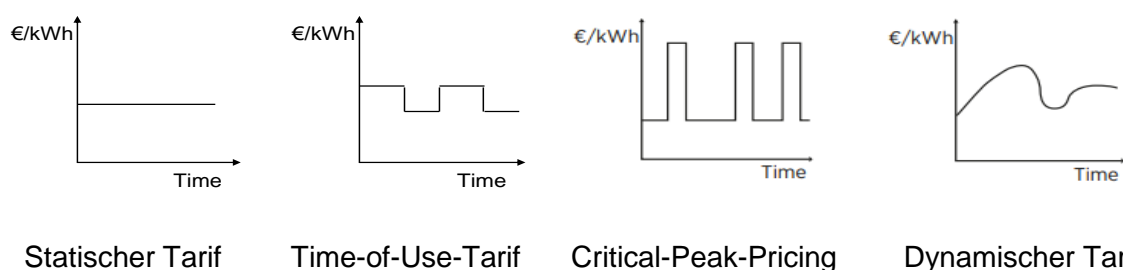


Abbildung 1: Verschiedene Typen von Tarifen<sup>6</sup>

<sup>3</sup> Dabei bezieht sich Stromtarif als Begriff im Verständnis des EnWGs auf die Preisgestaltungsbestimmung eines Stromlieferungsvertrages zwischen Lieferant und Endkund\*in, siehe FfE (2022)

<sup>4</sup> Vor allem im US-amerikanischen Raum und der englischsprachigen Literatur wurde für diese Art von Stromtarifen der Begriff des *Real Time Pricing* geprägt, siehe Smartgrid (2006).

<sup>5</sup> Smartgrid (2006); Ecofys et al. (2009)

<sup>6</sup> Eigene Darstellung und IRENA (2019)

## Was sind Ausgestaltungsmöglichkeiten von dynamischen Tarifen?

Für dynamische Tarife bestehen auch im Rahmen der zuvor dargestellten Definition im EnWG vielfältige Ausgestaltungsmöglichkeiten. Variiert werden können bspw. ein Price-Cap, Aufschläge auf den Tarif, die Höhe des Grundpreises sowie Abrechnungsmodalitäten. Weitere Ausgestaltungsmöglichkeiten dynamischer Tarife zeigen sich durch unterschiedliche Strommarktsegmente, an die der Tarif gekoppelt wird. Dadurch werden **unterschiedliche Marktpreissignale** weitergegeben. Bei aktuell verfügbaren dynamischen Tarifen werden die Preise in der Regel an den Day-Ahead Markt gekoppelt und einen Tag im Voraus an Kund\*innen übermittelt.<sup>7</sup>

Auch wenn die Reaktion auf dynamische Tarife immer freiwillig ist, ist davon auszugehen, dass Endkund\*innen, die diesen Tarif wählen, ihren flexiblen Verbrauch (Wärmepumpen, Elektro-Fahrzeuge (E-Fahrzeuge)) als Reaktion auf das Preissignal anpassen möchten. Nur mit einer effektiven Anpassung des Verbrauchs kann der Nutzen von dynamischen Tarifen gehoben werden. Die Sicherstellung einer Reaktion des flexiblen Verbrauchs, also die **Steuerung**, kann über mehrere Pfade erfolgen. Grundsätzlich ist denkbar, dass Endkund\*innen einen dynamischen Tarif nutzen, ohne über eine automatisierte Steuerung zu verfügen. Eine Reaktion auf die kommunizierten Preise liegt dann gänzlich in ihrer Verantwortung und müsste manuell erfolgen (bspw. Ladeprozess des E-Autos händisch starten oder beenden). In der Praxis wird vermutlich aus Komfortgründen häufig auf automatisierte Steuerung – ggf. mit manuellen Eingriffen – zurückgegriffen. Diese kann mittels eines Home Energy Management Systeme (HEMS) erfolgen. Denkbar wäre auch, dass Lieferanten über Zugriffsrechte auf flexible Anlagen bzw. das HEMS verfügen und diese (unter Berücksichtigung der Nutzerpräferenzen) entsprechend der Preissignale steuern.

## Was sind die Ziele von dynamischen Tarifen?

Grundlegendes Ziel dynamischer Tarife ist, über eine Flexibilisierung der dezentralen Nachfrage Vorteile wie eine größere Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien (EE), die Reduzierung von Lastspitzen und eine Glättung von Preisschwankungen sowie Einsparungsmöglichkeiten für Kund\*innen zu erreichen. **Stromnachfrage und -angebot sollen besser in Einklang gebracht werden.**<sup>8</sup> Durch die Weitergabe von Spotmarktpreissignalen können Endkund\*innen ihren Verbrauch so anpassen, dass der Strom vorzugsweise in Zeiten mit niedrigen Strompreisen bezogen wird. Dies sind in der Regel auch Zeiten, in denen eine hohe EE-Erzeugung im System zur Verfügung steht.

---

<sup>7</sup> Siehe bspw. Tarife wie [Gasag Strom Flex](#), [Tibber dynamischer Stromtarif](#), [awattar hourly](#)

<sup>8</sup> Auch die ÜNB gehen im Netzentwicklungsplan 2023 davon aus, dass flexible Lasten auf Haushaltsebene zur Glättung der Residuallastkurve beitragen, wenn sie auf Preise marktorientiert reagieren, siehe Übertragungsnetzbetreiber (2023)

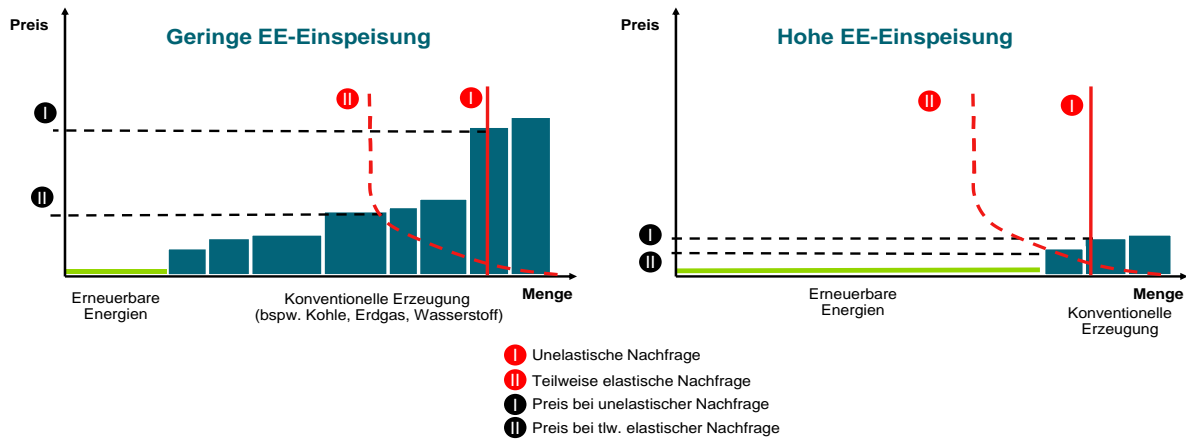


Abbildung 2: Wirkung der Flexibilisierung der Nachfrage bei hoher und geringer EE-Einspeisung

Vorraussetzung für die Nutzung eines dynamischen Tarifs ist die hochaufgelöste Erfassung und Kommunikation des Verbrauchs über ein intelligentes Messsystem. Für Kund\*innen, die über eine entsprechende Messeinrichtung mit Kommunikationseinheit verfügen, verspricht die Nutzung von dynamischen Tarifen, **Einsparungen von Strombezugskosten**, wenn sie ihren Verbrauch entsprechend der Preissignale verlagern können.

Aus Systemperspektive verspricht der dynamische Tarif eine **bessere Orientierung des Verbrauchs von Endkund\*innen an den tatsächlichen Erzeugungskosten** des Anlagen-/Kraftwerksparks. Reagiert ein substanzieller Anteil auf die Spotmarktpreissignale kann eine bessere Integration der EE-Erzeugung erfolgen und dadurch die Residuallastkurve geglättet werden. Damit können Kosten für den Einsatz teurer Kraftwerkstechnologien (konventionell, künftig Wasserstoffkraftwerke) vermieden und CO<sub>2</sub>-Emissionen eingespart werden. Im Ergebnis kann so auch der Strompreis im Durchschnitt für alle Stromkund\*innen sinken.

Durch das bessere Synchronisieren von Verbrauch und Angebot, könnten dynamische Tarife auch zu einer **geringeren Volatilität der Strompreise** führen. Dadurch wird auch der Strompreis in Zeiten hoher EE-Einspeisung stabilisiert, wodurch der **Marktwert für EE** steigen würde.

### 3. Einordnung von Systemrisiken durch dynamische Tarife

Anlässlich des bevorstehenden Hochlaufs von dynamischen Tarifen wurden im Rahmen der AG Flexibilität auch **mögliche Risiken** diskutiert. In Bezug auf mögliche Risiken kann analog zu möglichen Mehrwerten zwischen der Kund\*innen- und Systemperspektive unterschieden werden. Der Fokus dieses Papiers liegt auf der Einordnung von Risiken aus Systemperspektive.

Auf Seite der Kund\*innen geht es vor allem um **individuelle finanzielle Risiken**, also die Exposition auf ggf. hohe Preisspitzen. Aus Systemperspektive stellt sich zunächst die Frage, wie Endkund\*innen auf die Preissignale mit einer tatsächlichen Lastanpassung reagieren. Reagieren Endkund\*innen anders als von Lieferanten erwartet oder sehr stark und synchron auf die Preissignale, könnte dies ein **Risiko für die Systemsicherheit und/ oder den Netzbetrieb** darstellen. Diskutiert wird daher das Entstehen von **Systembilanzungleichgewichten** und kritischen **Rampen** sowie die Gefahr von **Netzengpässen auf Verteilnetzebene**.

Hierbei spielt auch die Wechselwirkung des Preissignals aus dynamischem Tarif und jenem aus zeitvariablem oder dynamischem Netzentgelt eine Rolle.<sup>9</sup>

Die Diskussionspunkte zu System- und Netzbetrieb spielen auf unterschiedliche Bereiche der Systemdienstleistungen an. Abbildung 3 gibt daher zur besseren Einordnung einen Überblick über die im Papier diskutierten Systemdienstleistungen.

		Systemdienstleistungen			
		Frequenzhaltung	Betriebsführung	Spannungshaltung	Netzwiederaufbau
		MR, FCR, a/mFRR	u.a. Netzengpassmanagement	u.a. statische und dynamische Spannungsregelung	Schwarzstartfähigkeit, Inselnetzfähigkeit
Netzebene	Regional (ÜN-Ebene)	Themen adressiert		Im Kontext dyn. Tarife/kleinteilige Flex ist vor allem die lokale Ebene relevant	Nur im Fehlerfall relevant
	Lokal (VN-Ebene)				

Abbildung 3: Übersicht möglicher Herausforderungen für Netz- und Systembetrieb und deren Adressierung im Papier

### 3.1 Diskussionspunkt 1: Verstärken dynamische Tarife Systembilanzungleichgewichte?

#### Erläuterung der Debatte

Bei dynamischen Tarifen wird eine Koordination von Lieferanten und Kund\*innen auf Basis von Preisinformationen vorgenommen. Lieferanten übermitteln Preisinformationen – den dynamischen Tarif – an ihre Kund\*innen. Diese nehmen daraufhin manuell oder automatisiert über ein HEMS eine Optimierung ihres Fahrplans über den Planungshorizont vor.<sup>10</sup>

Am Beispiel eines am DA-Markt orientierten Tarifs wird in Abbildung 4 die Koordination zwischen Strommarkt, Lieferant und Endkund\*in schematisch dargestellt. Da die Endkund\*innen dem Lieferanten keine Mengeninformatoren über ihren Verbrauch (im Sinne eines Fahrplans) zur Verfügung stellen, muss dieser auf Basis von Prognosen am Strommarkt aktiv werden (I). Der Lieferant schätzt die Nachfrageelastizität seiner Kund\*innen und kann darauf aufbauend Gebote (Preis und Volumen) für den EOM erstellen. Nach Gate Closure stehen die Großhandelspreise fest und werden an Marktteilnehmer\*innen inkl. dem Lieferanten kommuniziert (II). Darauf aufbauend bildet der Lieferant seinen Tarif, indem der Großhandelspreis durch Aufschläge für Steuern, Abgaben und Umlagen sowie Marge und ggf. weitere Kosten (bspw. Kosten für Herkunftsnachweise oder eine Absicherung des Mengenrisikos in Form von Ausgleichsenergie) ergänzt wird. Dieser wird an die Kund\*innen

<sup>9</sup> Preis-Risiken für Endkund\*innen sind ein wichtiger Aspekt und werden in einem separaten Arbeitsstrang im Rahmen der PKNS diskutiert.

<sup>10</sup> Ein Fahrplan existiert bei Haushalten nur implizit, wenn eine manuelle Steuerung flexibler Anlagen vorgenommen wird. Bei automatisierter Steuerung mittels HEMS erstellen diese jedoch einen Fahrplan über den Prognosehorizont – welcher der Kund\*in nicht zwingend bewusst sein muss.



kommuniziert (III). Die Kund\*innen optimieren auf Basis des Tarifs ihren Verbrauch. Die realen Messwerte des Verbrauchs werden nach dem Lieferzeitpunkt an den Lieferanten übermittelt (IV).

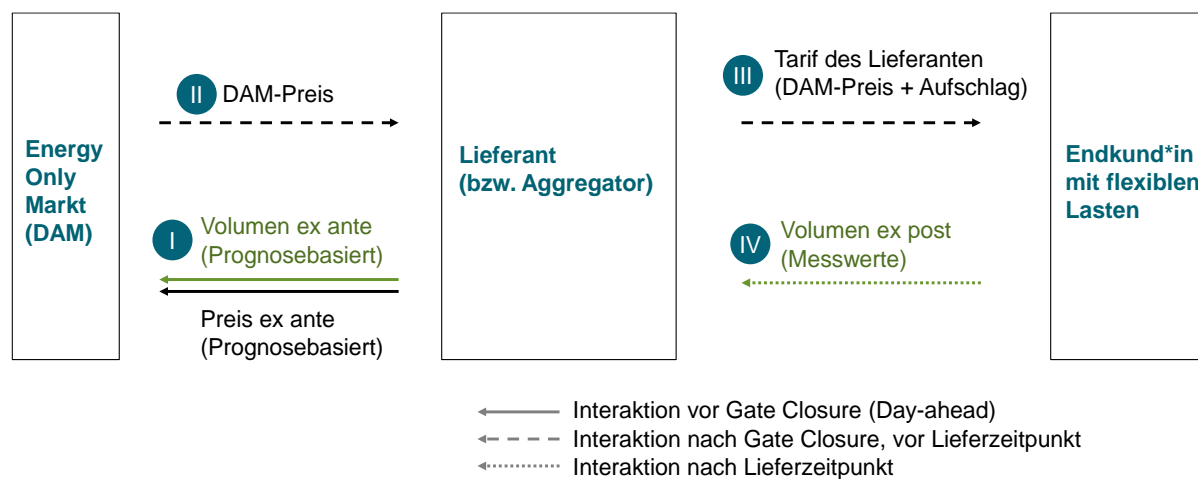


Abbildung 4: Schematische Darstellung der Umsetzung dynamische Tarife (Tarif am Day-Ahead-Markt orientiert)

Voraussetzung für die Umsetzung ist die hochaufgelöste Erfassung des Verbrauchs und dessen Kommunikation mit einem Smart Meter Gateway. Das Schema kann analog auch auf den ID-Handel übertragen werden. Es verkürzt sich dann lediglich die Vorlaufzeit zwischen Kommunikation der Preise vom Lieferanten an die Kund\*innen.

Die Aktivitäten des Lieferanten können anhand stilisierter Angebots- und Nachfragekurven verdeutlicht werden. Die prognostizierte Nachfragekurve des Kund\*innen-Pools des Lieferanten ist in Abbildung 5 dargestellt. Diese Nachfragekurve seiner Kund\*innen wandelt der Lieferant in eine Nachfragekurve/Gebote für den EOM um, wobei er berücksichtigt, dass er den EOM-Preis mit Aufschlägen an Kund\*innen weitergibt.<sup>11</sup> Die gesamte Nachfrage im Markt inklusive der Nachfrage des Lieferanten wird für die Preisfindung genutzt. Dies ist ebenfalls in Abbildung 5 dargestellt. Die Reaktion der Kund\*innen auf den ihnen kommunizierten Tarif ist in Abbildung 6 dargestellt.

Aus der Notwendigkeit des Lieferanten auf Basis von Prognosen am EOM aktiv zu werden, ergeben sich potenzielle Herausforderungen. Wurde die Preiselastizität der Kund\*innen durch den Lieferanten falsch geschätzt, verbrauchen die Kund\*innen mehr oder weniger Energie als der Lieferant eingekauft hat. Dies ist beispielhaft in Abbildung 6 dargestellt. Dieser Prognosefehler offenbart sich erst nach Lieferzeitpunkt, als Abweichung der Messwerte gegenüber der für einen bestimmten EOM-Preis prognostizierten Nachfrage. Der Prognosefehler zeigt sich zudem als Abweichung im Bilanzkreis des Lieferanten und wird ihm entsprechend des vorliegendem Ausgleichsenergiepreises in Rechnung gestellt. Zugleich kann sich die Abweichung als Systembilanzungleichgewicht zeigen, welches ggfs. durch den Abruf von Regelleistung ausgeglichen werden muss.

<sup>11</sup> Die Nachfragekurve wird durch fixe Aufschläge parallelverschoben und durch die relativ bemessene Stromsteuer in der Steigung verändert.



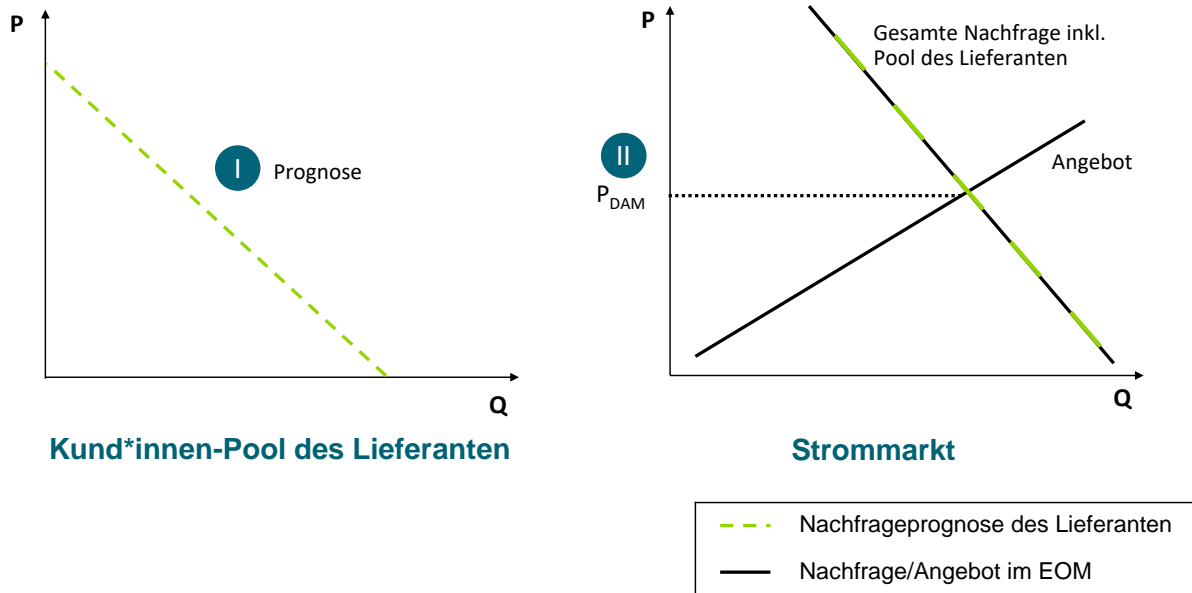


Abbildung 5: Preisbildung im EOM unter Berücksichtigung der Gebote des Lieferanten

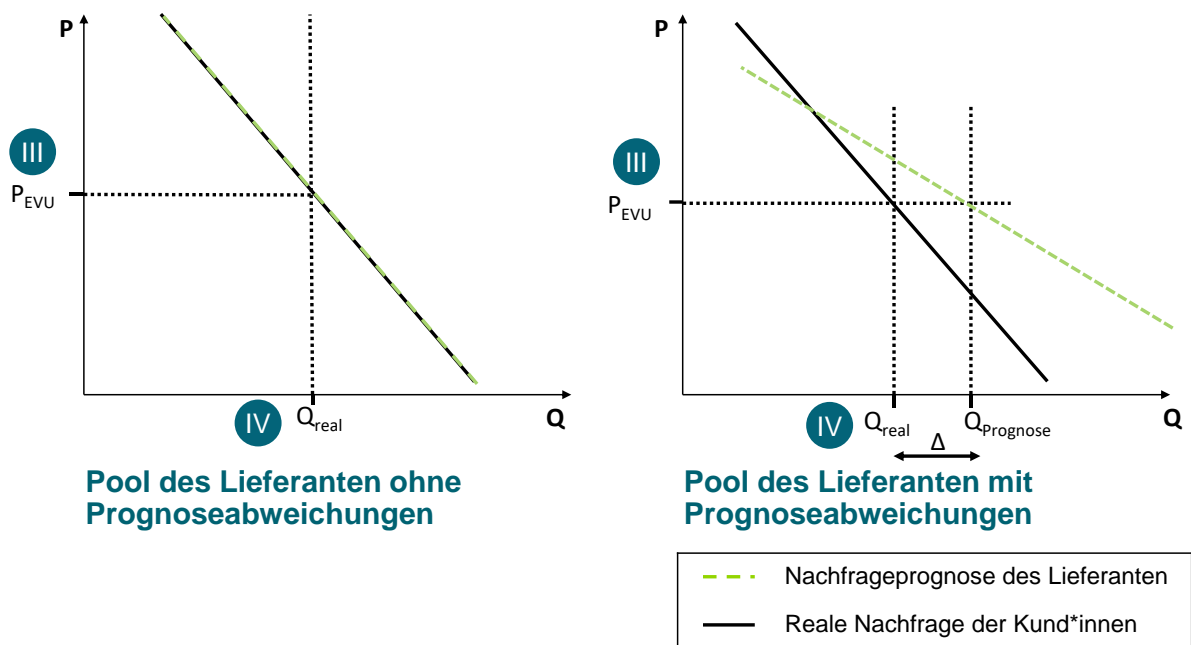


Abbildung 6: Auswirkungen von Prognoseabweichungen

### Einordnung

Um die Relevanz der geschilderten Herausforderung einzuordnen, werden zunächst die Voraussetzungen dargestellt, unter denen die Herausforderung auftreten kann. Anschließend werden die Voraussetzungen einzeln diskutiert.

### Substanzielle Systembilanzungleichgewichte können auftreten, wenn

- die Prognosegüte des Lieferanten gering ist. Dies kann insbesondere dann der Fall sein, wenn

- die Vorlaufzeit zwischen Erstellung der Prognose und Lieferzeitpunkt sehr lang ist. Also die vorhandene Informationsbasis zum Zeitpunkt der Prognose noch begrenzt ist.
  - wenn die vorhandene Datenbasis zur Kalibrierung von Prognosemodellen gering ist (bspw. Daten zum Vorhandensein von PV, Elektroautos).
  - wenn nur ein kleiner Anlagenpool prognostiziert wird. Zufällige Größen, wie bspw. das Verhalten von Endkund\*innen, können sich so stärker auswirken und mitteln sich nicht aus.
  - wenn der Lieferant nicht auch als Aggregator der flexiblen Anlagen auftritt und dadurch zusätzliche Informationen über den Fahrplan der Anlagen und die Präferenzen der Endkund\*innen erhält.
- **die prognostizierte Leistung groß ist**, d. h. der Pool flexibler Anlagen **sehr groß ist** und die Anlagen eine aus Systemperspektive relevante Anschlussleistung aufweisen.
  - **Prognosen nicht korrigiert werden können**. Dies ist der Fall, wenn ein Lieferant seine Position im börslichen Großhandel nicht mehr anpassen kann, selbst wenn bei verbesserter Informationsbasis, neue, bessere Prognosen erstellt werden können.

### Diskussion zur Prognosegüte des Lieferanten

Lieferanten haben über den Ausgleichsenergiepreis (AEP) einen starken finanziellen Anreiz, ihre Bilanzkreisabweichungen zu verringern. Es besteht damit auch ein Anreiz Prognosen zu verbessern. Zwar können Lieferanten ihr Risiko, hohe AEPs zu zahlen, über Aufschläge im Tarif an Endkund\*innen weitergeben, es besteht jedoch Konkurrenzdruck, diese Aufschläge zu minimieren und Kund\*innen einen attraktiven Tarif bieten zu können.

Die Vorlaufzeit von Energieprognosen ist ein wichtiger Faktor für deren Güte – je kürzer die Vorlaufzeit, umso besser die Prognose. In der gängigen Ausgestaltung von dynamischen Tarifen beträgt die Vorlaufzeit der Nachfrageprognose maximal 1,5 Tage (Zeitdifferenz von Gate Closure des DAM ggü. der letzten Lieferstunde des darauffolgenden Tages). Im Kontext von Nachfrageprognosen ist dies eine geringe Vorlaufzeit, die eine gute Prognosegüte ermöglicht. Bei kürzeren Vorlaufzeiten (ID) verbessert sich die Prognosegüte zusätzlich.

Da flexible, dezentrale Verbraucher wie auch Energiespeicher ihren Verbrauch vorziehen oder nach hinten schieben können, ist die Zeitreihe der gemessenen Verbrauchswerte die wichtigste Eingangsgröße für deren Prognose. Mit dem Vorliegen von Echtzeitmesswerten kann so DA und ID eine gute Prognosegüte auch für flexible Verbrauchsanlagen erzielt werden, die auch besser sein kann, als die heutige Prognose der Standardlastprofilkunden. Wichtige Voraussetzung für eine hohe Prognosegüte ist damit die Übertragung von Verbrauchsmesswerten nahe Echtzeit an die Lieferanten.

Derzeit ist der Pool an Endkund\*innen mit dynamischen Tarifen und flexiblen Anlagen noch vergleichsweise gering. Der erwartete stetige Hochlauf dynamischer Tarife sowie neuer flexibler Verbrauchsanlagen wird es Lieferanten (oder ihren Prognosedienstleistern) ermöglichen zu lernen und ihre Modelle stetig zu verbessern. So wächst die Basis an Trainingsdaten, insbesondere Zeitreihen des gemessenen Verbrauchs, mit jede\*r neuen Kund\*in mit dynamischem Tarif und jedem Tag, der vergeht, immer weiter an. Mit umfangreicheren Trainingsdaten können Prognosemodelle im Allgemeinen besser kalibriert werden. Das Anwachsen des Pools an Kund\*innen führt auch zu einer Verbesserung der Prognosegüte, da sich

zufällige Effekte in großen Pools tendenziell ausgleichen – es ist einfacher den Verbrauch von 100 Elektromobilen zu prognostizieren als den Verbrauch von 10.

Der Anstieg der prognostizierten Leistung führt jedoch ebenfalls dazu, dass ein konstanter relativer Prognosefehler zu stärkeren absoluten Prognosefehlern führt. Mit dem Hochlauf flexibler Verbrauchsanlagen und dynamischer Tarife kann damit auch der absolute Prognosefehler der Lieferanten ansteigen. Mit der Verbesserung der Prognosegüte und einem Anstieg der Prognosegröße bestehen also zwei gegenläufige Effekte. Wie in Abbildung 7 dargestellt führt die stetige Verbesserung der Prognosegüte dazu, dass der resultierende, absolute Prognosefehler auf einem geringen Maß verbleibt.

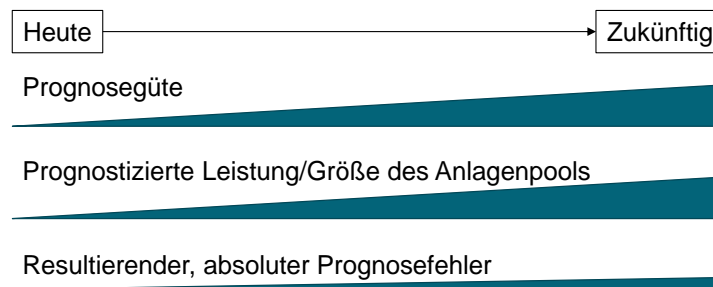


Abbildung 7: Entwicklung von Prognosegüte und Größe des Anlagenpools

Derartige Lerneffekte konnten bereits bei Einspeiseprognosen von EE beobachtet werden und trugen dazu bei, dass in Deutschland trotz massivem Anstieg der Erzeugung aus EE kein Anstieg des Bedarfs an Regelenergie zu verzeichnen war.<sup>12</sup> Zudem verdeutlicht ein Vergleich der DA-Lastprognosen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), dass auch in Ländern, in denen bereits eine hohe Durchdringung mit dynamischen Tarifen erreicht wurde, kein Abfall der Prognosegüte zu verzeichnen ist. Dies gilt insbesondere auch für Norwegen, wo zusätzlich zur sehr hohen Verbreitung von dynamischen Tarifen eine sehr hohe Durchdringung mit flexiblen Lasten in Form von E-Fahrzeugen erreicht wird.<sup>13</sup>

### Möglichkeiten zur Korrektur der Position des Lieferanten an den Energiemärkten

Ob es zu relevanten Systembilanzungleichgewichten kommt, hängt auch von der Möglichkeit des Lieferanten ab, seine ursprüngliche Prognose zu verbessern und erkannte Prognosefehler durch Anpassen seiner Positionen an den Energiemärkten auszugleichen. Schließlich kann der Lieferant näher am Lieferzeitpunkt auf neue Informationen zurückgreifen und damit Prognosen verbessern. Dies kann am Beispiel von Wärmepumpen verdeutlicht werden: Hat der Lieferant ursprünglich DA eine Nachfrageprognose erstellt, stehen ihm zu einem späteren Zeitpunkt (ID) bessere Wetter- und damit Temperaturprognosen zur Verfügung, die den Einsatz der Wärmepumpen entscheidend beeinflussen. Zusätzlich verfügt der Lieferant über neue Messwerte und kann damit besser abschätzen, ob die Wärmepumpen einen Teil des Wärmebedarf bereits über Lastverschiebung und das Beladen von Wärmespeichern abgedeckt haben.

Da der Gate Closures des ID-Handels erst unmittelbar vor dem Lieferzeitpunkt liegt (5 min vor  $t_0$ ) kann davon ausgegangen werden, dass der Lieferant in allen Ausgestaltungsvarianten dynamischer Tarife die Möglichkeit hat, erkannte Prognosefehler im ID-Handel auszugleichen. So kann der Lieferant für den Fall, dass der dynamische Tarif an die DA- oder ID-

<sup>12</sup> Analyse des Regelleistungsbedarfs in Deutschland siehe Ocker & Ehrhart (2017) und Hirth & Ziegenhagen (2015)

<sup>13</sup> Analyse der Prognosefehler europäischer ÜNBs Kazmi & Tao (2015); Daten zur Elektromobilität in Norwegen in LCP Delta (2021), Verbreitung dynamischer Tarife in Europa siehe ACER (2016)

Auktion geknüpft ist, auch nach Kommunikation des Tarifs an die Endkund\*innen im ID-Handel tätig werden. Gleiches gilt für die Ausgestaltungsvariante mit zusätzlicher Berücksichtigung von Preissignalen aus dem ID-Handel im dynamischen Tarif – auch hier kann der Lieferant offensichtlich im ID-Handel Prognosefehler ausgleichen.

### Besteht eine Notwendigkeit zur Steuerung der flexiblen Anlagen durch den Lieferanten?

Abweichungen von Prognose und tatsächlich nachgefragter Leistung können minimiert werden, wenn Lieferanten zusätzlich die Funktion eines Aggregators übernehmen. Also Fahrpläne für die flexible Anlagen erstellen und diese entsprechend dem dynamischen Tarif steuern. Im Regelfall kontrolliert der Aggregator so unmittelbar die Nachfrage des von ihm belieferten Anlagenpools und sorgt dafür, dass die Nachfrage seiner Kund\*innen mit seinen Positionen am Stromgroßhandelsmarkt übereinstimmt. Nur in Ausnahmefällen werden Endkund\*innen von ihrer weiterhin vorhandenen Hoheit über die Steuerung der Anlagen Gebrauch machen und von den Fahrplänen des Aggregators abweichen: Beispielsweise indem eine Endkund\*in ihr Elektroauto für eine spontane Fahrt nutzt und dieses nicht entsprechend des Fahrplans des Aggregators geladen werden kann.

Die Endkund\*innen können mit ihrem zufälligen Verhalten also auch weiterhin die Nachfrage der flexiblen Lasten beeinflussen. Damit ist der Aggregator trotz Steuerung der flexiblen Anlagen weiterhin auf Prognosen angewiesen. Im Vergleich zu einem reinen Lieferanten stehen dem Aggregator dafür jedoch zusätzliche Informationen zur Verfügung. So kann ein Aggregator bspw. auf die bereits erläuterten Fahrpläne zugreifen. Zudem kennt der Aggregator die Präferenzen seiner Kund\*innen, insofern sie diese explizit darlegen: So können Kund\*innen bspw. per App einen bestimmten Mindestladestand für ihr E-Fahrzeug zu einem bestimmten Zeitpunkt festlegen. Damit spielt die Ausgestaltung der Steuerung auch für die erzielbare Prognosegüte eine relevante Rolle.

Im Hinblick auf die Möglichkeit und den Anreiz des Lieferanten, seine Prognosefehler im ID-Handel auszugleichen, bestehen jedoch keine Unterschiede zwischen den verschiedenen Ausgestaltungsmöglichkeiten der Steuerung. Aus Sicht der Autor\*innen setzt der AEP einen ausreichend hohen finanziellen Anreiz für Lieferanten erstens ihre Prognosegüte zu verbessern und zweitens erkannte Prognosefehler im ID-Markt auszugleichen, anstatt Bilanzkreisungleichgewichte in Kauf zu nehmen.

Aus diesem Grund besteht aus Sicht der Autor\*innen **keine Notwendigkeit zur Steuerung flexibler Anlagen durch den Lieferanten**, dieser muss also nicht zwingend auch als Aggregator tätig sein. Vielmehr bestehen ausreichend Prognosewerkzeuge und Anreize, um Prognoseabweichungen zu minimieren. Auch durch die Verbesserung der Prognosegüte über die Zeit mit mehr Trainingsdaten gehen die Autor\*innen nicht von einem Anstieg der Systembilanzungleichgewichten beim Hochlauf von dynamischen Tarifen aus.

Sollten durch den Hochlauf dynamischer Tarife und den Anstieg flexibler Leistung nichtsdestotrotz verstärkt Prognosefehler bei Lieferanten auftreten, ist ein Anstieg des Regelleistungsbedarfs denkbar. Für die Bestimmung des Regelleistungsbedarfs bestehen Monitoringprozesse bei den ÜNB. Ein eventueller Anstieg des Regelleistungsbedarfs würde sich mit Verbreitung der dynamischen Tarife vermutlich graduell und nicht sprunghaft vollziehen. Daher gehen die Autor\*innen davon aus, dass ein zusätzlicher Bedarf hinreichend früh erkannt und durch Kontrahierung zusätzlicher Leistung gedeckt werden könnte, so dass **Risiken für die Systemsicherheit aufgrund von Prognosefehlern vermutlich unwahrscheinlich** sind.<sup>14</sup>

---

<sup>14</sup> Aus volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten wäre ein Anstieg der Regelleistung durch dynamische Tarife selbstverständlich eine unerwünschte Entwicklung.

## **3.2 Diskussionspunkt 2: Verstärken dynamische Tarife Rampen?**

---

### ***Erläuterung der Debatte***

Da per Definition des dynamischen Tarifs die Endkund\*innen verschiedener Lieferanten die gleichen Signale über ihren an den Spotmarkt angelehnten Preis (verbrauchsabhängige Preiskomponente für Beschaffung und Vertrieb) erhalten, kann es zu einer gewissen Synchronisierung der Nachfrage kommen. Eine Folge dieser Synchronisation könnten beispielsweise Lastspitzen auf lokaler Ebene sein. Eine Einordnung hierzu erfolgt im Diskussionspunkt 3 (Abschnitt 3.3).

Auf Systemebene stellt sich die Frage, inwiefern die Synchronisation der Nachfrage durch dynamische Tarife zu der Entstehung von Rampen führen könnte, die die Systemstabilität gefährden könnten, weil nicht ausreichend Regelleistung bereitsteht. Voraussetzung der Entstehung von Rampen ist also eine instantane und gleichförmige Reaktion aller flexiblen Verbrauchsanlagen.

### ***Einordnung***

Ein zentraler Vorteil dynamischer Tarife, der auf Systemebene erhofft wird, ist die bessere Orientierung flexibler Nachfrage an der EE-Erzeugung<sup>15</sup>. Durch die Weitergabe der Spotmarktpreise, die maßgeblich von der EE-Erzeugung bestimmt werden, besteht ein Anreiz, Last in Zeiträume mit hoher EE-Erzeugung und niedriger Residuallast (Residuallast-Täler) zu verschieben (siehe Abbildung 8).

Durch die Lastverschiebung kann die Residuallastkurve im Tagesverlauf geglättet werden. In einem zukünftigen System mit einer höheren Gesamtlast durch Sektorkopplungstechnologien (und der Gefahr, dass diese ungesteuert gleichzeitig auftritt, also bspw. weil sehr viel E-Mobile nach der Arbeit um 18 Uhr zeitgleich geladen werden) und bei einem hohen Anteil volatiler Erzeugung, sind dynamische Tarife ein Instrument, steigenden Residuallastrampen entgegenzuwirken.<sup>16</sup>

Im Grundsatz ist also im Mittel von einer Glättung der Residuallastrampe auszugehen. Daher kann es bei der Frage, ob durch dynamische Tarife Rampen entstehen, nur um

- **Ausnahmefälle** gehen, in denen, entgegen der grundsätzlich glättenden Wirkung, die Residuallastrampen im Tagesverlauf in ihrer Höhe doch verstärkt werden könnten (Problem 1) und
- ein **mögliches Auftreten von „Stundensprüngen“/ „Viertelstundensprüngen“ der Last** (steilere Lastrampen), die nur schwer nachzufahren sind (Problem 2).

---

<sup>15</sup> Beispielhaft kann hier auf die Diskussion zur Duck-Curve und anschließender Einführung von zeitvariablen Tarifen in Kalifornien verwiesen werden, siehe CAISO (2016); FSR (2020b)

<sup>16</sup> ENTSO-E (2023)

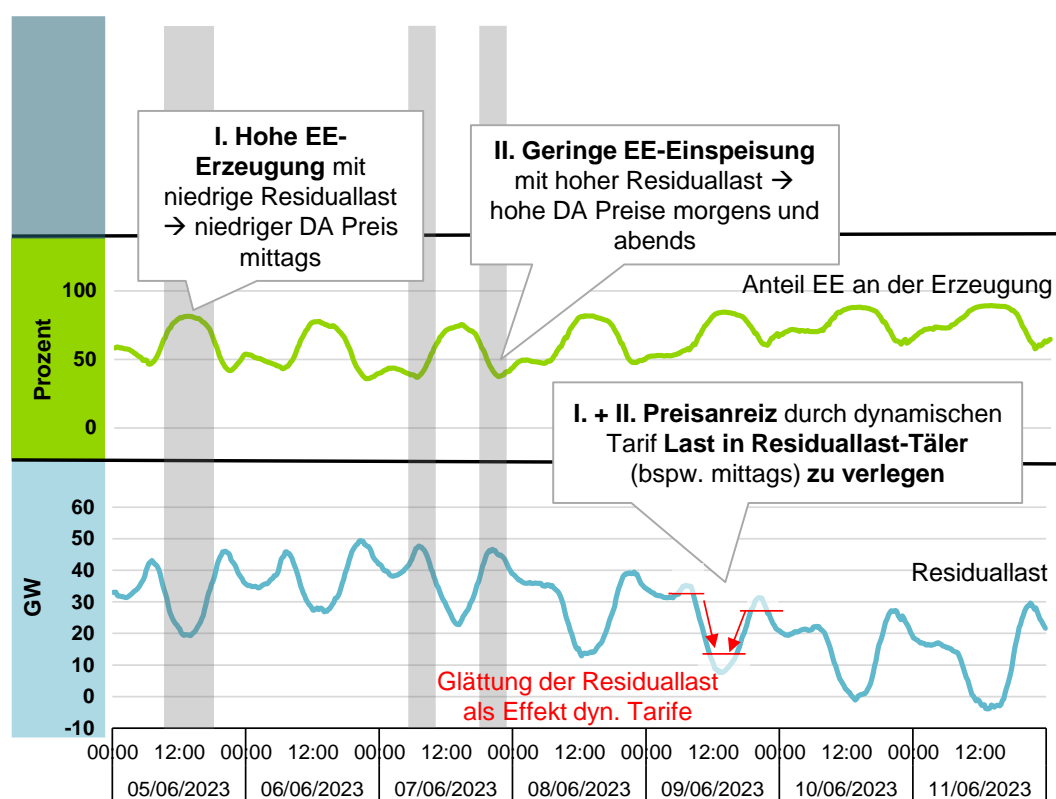


Abbildung 8: Illustrative Darstellung des Zusammenhangs von Residuallastkurve, DA-Preisen, des Anteils der EE-Erzeugung und Preisreizen durch dynamische Tarife.<sup>17</sup>

### In welchen Fällen könnten diese Probleme auftreten?

Vorraussetzungen dafür, dass beide Probleme auftreten und ein Risiko für die Systemstabilität darstellen könnten, sind, dass erstens ein substantieller Anteil der Nachfrage dynamische Tarife nutzt und zweitens weitestgehend synchron reagiert.

Für Problem 1 müsste zusätzlich entweder noch ein Preissignal vorliegen, welches nicht den tatsächlichen Systemzustand wiedergibt (bspw. aufgrund von Prognosefehlern der EE-Einspeisung, besonderen Wetterereignissen) oder die Nachfrage nicht in dem erwarteten Maß flexibel reagiert (siehe Diskussion zur Entstehung von Bilanzungleichgewichten). Theoretisch vorstellbar wäre eine Situation, bei der tatsächlich weniger EE-Erzeugung als gedacht im System ist und die Nachfrage aufgrund eines niedrigen Preises fälschlicherweise in eine Stunde oder Viertelstunde gelegt wird, in der ohnehin gerade die Residuallast ansteigt (bspw. am Ende der Morgenrampe).

Bei Problem 2 geht es nicht um Ausnahmefälle. Vielmehr geht es um eine Veränderung der Form der Lastkurve. Einige dezentrale Flexibilitätsoptionen, wie bspw. Heimspeicher oder Elektromobile, können sehr schnell auf Steuersignale reagieren und praktisch sofort ihren maximalen Leistungsbezug erreichen.<sup>18</sup> Hierin unterscheiden sich mittels Preissignal synchronisierte flexible Lasten von inflexiblen Lasten. Während erstere einen Sprung in der aggregierten Nachfrage aufweisen können, zeigen inflexible Lasten einen stetigen Verlauf der Nachfrage. Durch das Weitergeben von Sprungsignalen entsprechend einem stündlichen

<sup>17</sup> Eigene Darstellung anhand der Kalenderwoche 23 in 2023 basierend auf Daten von [energy-charts.info](https://energy-charts.info)

<sup>18</sup> Daher werden Speicher auch für die Bereitstellung von FCR genutzt.

oder viertelstündlichen Fahrplan mittels HEMS an flexible Verbrauchsanlagen, könnte also das Lastprofil eckiger werden.

Grundsätzlich ist die Rampen-Problematik in allen Ausgestaltungsvarianten (manuelle oder automatisierte Steuerung von Anlagen; Kopplung des dyn. Tarifs an den DA- oder den ID-Preis) denkbar; allerdings könnte die Gefahr von Rampen bei einzelnen Ausgestaltungsmöglichkeiten größer sein:

- Optimierung basierend auf dem DA-Preis: Durch größere Unsicherheiten bezüglich des tatsächlichen EE-Angebots, ist es hier eher denkbar, dass ein Preissignal weitergegeben wird, welches nicht (mehr) dem Systemzustand entspricht. Da keine ID-Optimierung des Verbrauchs mehr stattfindet, könnte eher eine Situation entstehen, in der Lasten sich zu Beginn oder Ende einer Residuallastrampe im Tagesverlauf hinzuschalten, obwohl sich bspw. die EE-Erzeugung verzögert.
- Automatisierte Steuerung: Eine synchrone Reaktion auf Preissignale ist insbesondere denkbar bei einer weitgehend automatisierten Steuerung von flexiblen Lasten (sei es durch ein HEMS oder den Lieferanten in der Rolle des Aggregators). Bei einer manuellen Steuerung ist eine synchrone Änderung der Lasten weniger wahrscheinlich, da die Steuerung eher vom Zufall geprägt ist und weniger einem starr optimierten Fahrplan folgt.

### Bewertung der Risiken durch Rampen

Das Hervorrufen von Rampen auf Systemebene durch dynamische Tarife stellt kein prominentes Thema in der Literatur dar. Auch ist keine Beschreibung dieser Probleme aus Ländern bekannt, die bereits dynamische Tarife eingeführt haben – dies könnte jedoch auch an der mangelnden Durchdringung mit dynamischen Tarifen in diesen Ländern, einer geringen Nachfrageflexibilität der Kund\*innen oder einer geringen Preisvarianz liegen.

Sollte eine signifikante Anzahl an Endkund\*innen tatsächlich auf dynamische Tarife reagieren, sind zunächst Vorteile in Bezug auf eine Glättung der Residuallastkurve im Mittel im Tagesverlauf zu erwarten. Eine Synchronisierung im großen Umfang ist auch entscheidend dafür, dass Ausnahmezustände entstehen, die zum Problem werden könnten oder tatsächlich Sprünge in der Lastkurve auf Systemebene sichtbar werden. Dementgegen stehen grundsätzlich **Ausgleichseffekte**, welche durch die unterschiedlichen Ausgestaltungsvarianten dynamischer Tarife (ID/DA-Preisweitergabe), individuellen Kundenpräferenzen und die inhomogenen Technologien auf Lastseite entstehen. So ist der Markt für flexible, dezentrale Verbraucher, wie bspw. Wärmepumpen und E-Fahrzeuge, groß und ausdifferenziert. Das heißt, dass verschiedenste Anlagen mit unterschiedlichen techno-ökonomischen Eigenschaften vorhanden sind. Zudem unterscheiden sich die Nutzungspräferenzen (unterschiedliche Willingness-to-pay/accept im Hinblick auf den flexiblen Einsatz ihrer Anlagen) und Verhaltensweisen der Endkund\*innen. In Konsequenz ist der Pool flexibler Anlagen sehr heterogen und eine tatsächlich stattfindende Synchronisierung von Anlagen auf Systemebene vermutlich unwahrscheinlich.

Da sowohl **der Hochlauf von dynamischen Tarife und flexibler Lasten** in Kombination mit automatisierter Steuerung durch HEMS oder Aggregatoren wahrscheinlich **sukzessive und nicht schlagartig** steigen wird, können Entwicklungen bezüglich der Entstehung von sehr hohen bis hin zu sprunghaften Rampen, beobachtet werden. Sollte dennoch der Bedarf an Regelleistung zukünftig steigen, besteht die Möglichkeit Ausschreibungsmengen rechtzeitig zu erhöhen (siehe Einordnung in 3.1). Aus Sicht der Autor\*innen ist allerdings nicht damit zu rechnen, dass der Effekt sehr bald in einem Ausmaß auf Systemebene auftritt, welcher über bisher bekannte und erwartete Rampen durch PV-Spitzen oder Windflanken hinaus geht. Bei neuen Instrumenten, die in diesem Zusammenhang diskutiert werden (bspw. Rampen-



Produkte<sup>19</sup>, regulatorische Rampenbeschränkungen<sup>20</sup>), könnten dann auch mögliche Rampenprobleme durch dynamische Tarife adressieren, sollten sich solche Probleme abzeichnen.

### **3.3 Diskussionspunkt 3: Verursachen dynamische Tarife Risiken auf lokaler Ebene im Netz?**

---

#### ***Erläuterung der Debatte***

Auf lokaler Ebene, insbesondere in der Niederspannung, kann die gebündelte Verlagerung von Verbrauch in bestimmte Zeiträume basierend auf Spotmarktpreissignalen, die die Netzkapazitäten bekanntlich nicht berücksichtigen, zu erhöhten Netzbelastungen und ggfs. Engpässen im Verteilnetz führen. Daneben könnten lokale Signale, wie variable Netzentgelte, für einen netzdienlichen Einsatz flexibler Lasten durch dynamische Tarife überlagert werden.

#### ***Einordnung***

Das ungesteuerte Verhalten von Nutzer\*innen mit vergleichsweise hohen Lasten durch Wärmepumpen oder E-Fahrzeuge kann aufgrund von Gleichzeitigkeiten zu Problemen im Verteilnetz führen. Im Netzbetrieb können Leistungsspitzen entstehen, durch die thermische Grenzwerte oder das vorgegebene Spannungsband verletzt wird. Diese potenziellen Grenzwertverletzungen müssen dann ebenfalls in der Netzplanung berücksichtigt werden und können im Zweifelsfall einen Netzausbau notwendig machen. Auch bei einer Synchronisation flexibler Lasten durch dynamische Tarife können die benannten Engpasstypen auftreten, wobei spannungsbedingte Engpässe in der Regel zuerst auftreten und im Fokus der Diskussion stehen.

Spannungsbedingte Engpässe in der Niederspannungsebene können dabei eine Folge von Lastspitzen (Spannungsabfall) oder Einspeisespitzen (Spannungsüberhöhung) sein. Letzteres tritt bereits heute in Folge hoher PV-Einspeisung vermehrt in lastschwachen, ländlichen Verteilnetzen mit hoher PV-Durchdringung auf. Dementsprechend kommen in diesen Netzen bereits heute in großem Umfang Maßnahmen der Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau zum Einsatz, um entsprechende Engpässe zu beheben bzw. deren Entstehen zu verhindern. Diese Maßnahmen (bspw. der Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren) sind vielfach erprobt und lassen sich auch bei spannungsbedingten Engpässen in Folge von Lastspitzen nutzen.

Durch den Anreiz dynamischer Tarife könnten sich Lastspitzen im Vergleich zum ungesteuerten Laden einerseits mehr über den Tag verteilen, wenn ein Anreiz besteht Last bspw. weg von der Abendspitze in die Mittagsstunden zu verlegen.<sup>21</sup> Andererseits kann wie oben beschrieben eine zeitliche Synchronisation der Lasten stattfinden, wenn viele Verbraucher ein ähnliches Preissignal erhalten. Folgen die Verbraucher bspw. viertelstündlichen Preissignalen, können sich durch synchronisierte Lastverläufe rapide und ggfs. sprunghafte Änderungen der Leistung ergeben. Bereits in der Diskussion zur Ausgestaltung des § 14a EnWG wurde aufgeworfen, dass ein zeitsynchrones Aktivieren oder Deaktivieren von Wirkleistung (im Rahmen der netzorientierten Steuerung) Auswirkung auf die Spannungshaltung haben könnte.<sup>22</sup> Voraussetzung für das Auftreten veränderter Lastverläufe ist, dass sich ein signifikanter Anteil der Last in Reaktion auf ein Preissignal tatsächlich synchron verhält. Im Gegensatz zum vorher beschriebenen Diskussionspunkt zur Entstehung von Rampen auf

---

<sup>19</sup> Poncela et al. (2018)

<sup>20</sup> ENTSO-E (2019)

<sup>21</sup> Stute & Kühnbach (2022)

<sup>22</sup> IfES & Leibniz Universität Hannover (2023)

Systemebene, sind entsprechende Effekte auf den unteren Spannungsebene durch die vergleichsweise kleine Zahl angeschlossener Anlagen und entsprechend weniger Ausgleichseffekten eher sichtbar. Die Netzkapazitäten im Niederspannungsnetz sind derzeit nicht auf die neuen, zusätzlichen Lasten ausgelegt. So können bereits wenige flexible Anlagen mit hoher Anschlussleistung wie E-Fahrzeuge an einem einzelnen Netzstrang in der Niederspannung Engpässe hervorrufen.

Auch in der Literatur wird die Synchronisierung von Lasten durch Preissignale und ihre Auswirkungen auf die lokale Ebene thematisiert. Es gibt allerdings keine klare Antwort, ob die Reaktion auf Preissignale grundsätzlich zu positiven oder negativen Auswirkungen auf Verteilnetzebene führt.<sup>23</sup> Den Autor\*innen sind keine tatsächlichen Untersuchungen hinsichtlich betrieblicher Herausforderungen aus Ländern bekannt, in denen bereits zeitvariable oder dynamische Tarife eingeführt wurden. Gegebenenfalls ergeben sich in der Praxis zunächst ebenfalls Ausgleichseffekte durch unterschiedliche Technologien, Kundenstrukturen und die Co-Existenz unterschiedlicher Tarife.<sup>24</sup> Ähnlich gelagert und sehr viel präsenter in der öffentlichen Diskussion und Literatur ist seit längerem das Entstehen und die bereits erwähnten Auswirkungen von Einspeisespitzen durch PV-Aufdachanlagen in der Niederspannung (hier bezogen auf obere Spannungsbandverletzungen).<sup>25</sup>

Aus Sicht der Autor\*innen ist bei der Einführung von dynamischen Tarifen zunächst nicht davon auszugehen, dass Lastspitzen in der Niederspannung in einem Ausmaß auftreten, die über die bisher bekannten Leistungsspitzen (sei es über ungesteuertes Verbrauchsverhalten oder PV-Einspeisung) hinausgehen und ein Risiko für die Versorgungsqualität darstellen.<sup>26</sup> Auch ein möglicherweise eher sprunghaftes Lastverhalten durch eine zeitsynchrone Reaktion auf Preissignale stellt **vermutlich keine Herausforderung in Bezug auf die Spannungshaltung** dar: Der sprunghafte Lastwechsel führt nicht zu einem Überschwingen des Spannungszustandes im Netz. Entscheidend ist vielmehr, ob nach dem Lastwechsel im sich einstellenden quasistationären Zustand ein Spannungsproblem auftritt.

Zur Beseitigung dieser spannungsbedingten Engpässe stehen den Netzbetreibern neben Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau im Rahmen von § 14a EnWG Maßnahmen zur netzorientierten Steuerung von flexiblen Lasten zur Verfügung. Dazu gehört unter anderem das Setzen von Anreizen durch zeitvariable Netzentgelte. Grundsätzlich ist die Kombination von Marktsignalen und Netzsignalen nicht widersprüchlich, jedoch können sich die Signale gegenseitig neutralisieren. Wird das Netzsignal neutralisiert oder überlagert, können Netzüberlastungen entstehen. Dieses Problem tritt insbesondere dann auf, wenn Höhe und zeitliche/räumliche Granularität der Netzsignale und der entsprechenden Mechanismen (bspw. dynamische Netzentgelte) begrenzt sind.<sup>27</sup> Für das Entstehen von kritischen Netzzuständen stehen den Netzbetreibern daher **im Rahmen von § 14a EnWG auch Notfallmaßnahmen zur Verfügung**, mit denen auch potenzielle Auswirkungen durch dynamischen Tarife mitigiert werden können.

Entsprechend dem in der Konsultation befindlichen Entwurf im Festlegungsverfahren der BNetzA zu § 14a EnWG,<sup>28</sup> ist die Anwendung der vorgenannten Notfallmaßnahmen an

---

<sup>23</sup> Von Bonin et al. (2022); Pimm et al. (2018); Haendel & Stute (2019); Stute & Kühnbach (2022); VDE FNN (2021)

<sup>24</sup> Stute & Kühnbach (2022)

<sup>25</sup> Siehe u.a. VDE FNN (2015); Bayer et al. (2017)

<sup>26</sup> Auch die Bundesnetzagentur geht im Rahmen der Auswertung der Konsultationsbeiträge zur Ausgestaltung des § 14a EnWGs nicht von einer Gefahr von Rampeneffekten durch die Einführung zeitvariabler Netzentgelte aus, siehe Bundesnetzagentur (2023)

<sup>27</sup> Eine tiefergehende Diskussion zur Wirkung lokaler Anreize findet im Rahmen der Plattform Klimaneutrales Stromsystem in AG Lokale Signale statt.

<sup>28</sup> BNetzA (2022/2)

Engpässe im Niederspannungsnetz geknüpft. Wenn aufgrund erhöhter Synchronität des Leistungsbezugs infolge eines dynamischen Strompreissignals Netzengpässe oberhalb der Niederspannungsebene (d. h. im Mittel- oder Hochspannungsnetz) auftreten, nicht jedoch im Niederspannungsnetz selbst, können § 14a-Maßnahmen damit nicht zum Einsatz kommen. Mit Blick auf das Hochspannungsnetz (110 kV) ist analog zur Annahme für das Übertragungsnetz davon auszugehen, dass ein (über-)regionaler Ausgleichseffekt auftritt, der möglichen Netzengpässen entgegenwirkt. Es ist folglich mit Blick auf das Verteilnetz auch derjenige Fall zu betrachten, dass infolge dynamischer Strompreissignale Netzengpässe im Mittelspannungsnetz, jedoch nicht zwingend auch in den unterlagerten Niederspannungsnetzen auftreten. Die Möglichkeit Engpässe in überlagerten Netzebenen mittels § 14a-Maßnahmen zu adressieren, kann auch dadurch beschränkt werden, dass die verschiedenen Netzebenen sich im Netzbereich unterschiedlicher Netzbetreiber befinden.

Bedingt durch die steigende Durchdringung mit dezentraler Erzeugung und neuen Verbrauchsanlagen in der Niederspannungsebene wird die **Ertüchtigung der Netze** durch bspw. regelbare Ortsnetztransformatoren oder den Ausbau von Leitungen in vielen Netzen notwendig. Diese Herausforderung wird durch die Einführung von dynamischen Tarifen vermutlich nicht zwingend verstärkt. In der Praxis werden Auswirkungen auch maßgeblich von der jeweiligen Netz-, Kunden-, Erzeugungsstruktur und Belastungssituation abhängig sein. Es ist damit möglich, dass kritische Netzzustände in Teilnetzen auftreten, die bisher nicht im Fokus der Aufmerksamkeit der Netzbetreiber lagen. Um kritische Netzsituation frühzeitig zu erkennen ist eine allgemeine Verbesserung der Beobachtbarkeit des Netzzustandes im Verteilnetz (insbesondere auf Nieder- und Mittelspannungsebene) notwendig. Darüber hinaus kann auch eine Verbesserung der Informationsbasis der Netzbetreiber zu den Tarifen der Kund\*innen in ihrem Netzgebiet dazu beitragen kritische Netzbereiche zu identifizieren.

## 4. Fazit

**Dynamische Tarife ermöglichen die Systemintegration kleinteiliger, flexibler Lasten und damit den Ausgleich von Nachfrage und volatilem EE-Dargebot.** Ein dynamischer Tarif ist ein Stromtarif, bei dem die verbrauchsabhängige Strompreiskomponente (für Beschaffung und Vertrieb) an den Spotmarktpreis gekoppelt ist. Durch dynamische Tarife werden Endkund\*innen also in die Lage versetzt auf das Preissignal des Großhandelsmarktes zu reagieren. Daraus folgt, dass sich die dezentrale flexible Nachfrage am Angebot, insbesondere der volatilen EE-Einspeisung, ausrichtet. So kann die Residuallastkurve geglättet, die Volatilität der Strompreise und das mittlere Strompreinsniveau gesenkt werden. Für Endkund\*innen ergeben sich – bei einer gleichzeitigen Erhöhung des Preisrisikos – Einsparmöglichkeiten gegenüber Fixpreistarifen.

**Eine Verstärkung von Systembilanzungleichgewichten durch dynamische Tarife scheint dank stetig verbesserten Prognosen nicht realistisch.** Systembilanzungleichgewichte können die Folge von Fehlern in der Prognose der Nachfrage flexibler Lasten sein. Aufgrund von Lerneffekten, ausgereiften Prognosewerkzeugen, hinreichenden finanziellen Anreizen durch das Ausgleichsenergiesystem, ist davon auszugehen, dass auch bei der Prognose flexibler Verbrauchsanlagen in Verbindung mit dynamischen Tarifen eine ausreichende Prognosegüte erreicht wird. Daneben ermöglicht die zeitliche Abfolge von Marktsegmenten (DA, ID) einen Ausgleich von Prognosefehlern. Sollten durch den Hochlauf dynamischer Tarife und den Anstieg flexibler Leistung dennoch verstärkt Prognosefehler bei Lieferanten auftreten, stellen die Monitoringprozesse der ÜNB vermutlich ein ausreichendes Instrument dar, um einen Anstieg des Regelleistungsbedarfs festzustellen. Aus Sicht der Autor\*innen besteht somit kein erhöhtes Risiko für die Stabilität des Stromsystems durch Systembilanzungleichgewichte. Damit besteht auch keine Notwendigkeit zur Steuerung flexibler Anlagen durch den Lieferanten, um Prognosefehlern und Systembilanzungleichgewichte zu verringern.

**Dynamische Tarife bewirken primär eine Glättung der Residuallastkurve; die Verstärkung von Rampen scheint bei hoher Durchdringung dynamischer Tarife möglich, aber handhabbar.** Die Durchdringung von dynamischen Tarifen wird sukzessive und nicht schlagartig erfolgen. Entsprechend werden durch den Mengeneffekt auf Systemebene erst ab einer bestimmten Anzahl an Endkund\*innen Auswirkungen sichtbar werden. Wenn die Effekte sichtbar werden, dann ist durch die maßgeblich vom EE-Dargebot beeinflussten Preissignale eine Glättung der Residuallastkurve im Tagesverlauf zu erwarten. Eine Verstärkung von Rampen in der Residuallastkurve wäre also ein Ausnahmefall oder Extremsituationen, bspw. durch Prognosefehler der EE-Einspeisung. Wie wahrscheinlich und gravierend die Reaktion bei solchen Ausnahmefällen sein könnte, sollte bei der schrittweisen Verbreitung der Tarife durch die ÜNB beobachtet werden. Ebenso das mögliche Entstehen von sehr steilen Lastsprüngen. Hier können auch die Erkenntnisse aus den Messdaten zur Einführung von zeitvariablen Netzentgelten helfen. Es besteht also aus Sicht der Autor\*innen kein Grund zur Annahme, dass mit der verpflichteten Einführung der dynamischen Tarife bestehende Rampen auf Systemebene verstärkt oder neue Phänomene in einem Ausmaß auftreten, die mit den bestehenden Instrumenten (Einsatz von nieder- und hochfrequenter Regelleistung) in ihrer Höhe und Art nicht handhabbar wären.

**Auf Verteilnetzebene können dynamische Tarife Engpässe verursachen, die mit investiven (Netzausbau) und operativen (§ 14a) Maßnahmen adressiert werden können.**

Sehr viel wahrscheinlicher als auf Systemebene ist es, dass Auswirkungen von dynamischen Tarifen durch weniger Ausgleichseffekte auf der Mittel- und Niederspannungsebene sichtbar werden. Die bestehenden Herausforderungen im Verteilnetz müssen jedoch nicht zwangsläufig durch dynamische Tarife und eine synchrone Reaktion flexibler Lasten verstärkt werden. So ist davon auszugehen, dass der Hochlauf neuer Verbrauchsanlagen auch bei einem ungesteuerten Einsatz zu neuen Lastspitzen in der Niederspannung führt. Darüber hinaus ergeben sich für Netzbetreiber durch den fortgeschrittenen Hochlauf dezentraler PV-Anlagen analoge Herausforderungen, die bereits mit den Mitteln der Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau umfassend adressiert werden. Sollten aufgrund der Einführung dynamischer Tarife dennoch Netzengpässe auf Niederspannungsebene entstehen, stehen den Netzbetreibern mit § 14a EnWG grundsätzlich ausreichend Maßnahmen zur netzorientierten Steuerung zur Verfügung. Treten Netzengpässe infolge dynamischer Strompreise jedoch ausschließlich im Mittelspannungsnetz auf, greifen diese (Notfall-) Maßnahmen nicht. Aufgrund derzeit mangelnder Beobachtbarkeit des Netzzustandes in weiten Bereichen des Verteilnetzes (insb. auf Nieder- und Mittelspannungsebene) besteht jedoch die Gefahr, dass unerkannt kritische Netzzustände in Teilnetzen oder Netzsträngen entstehen, die bisher nicht im Fokus der Aufmerksamkeit der Netzbetreiber standen. Eine Verbesserung der Informationsbasis der Netzbetreiber zu den Tarifen der Kund\*innen in ihrem Netzgebiet könnte dazu beitragen, kritische Netzsituationen frühzeitig zu erkennen. Weiterhin ist zu beachten, dass bei einer Kombination von dynamischen Tarifen und zeitvariablen Netzentgelten Synergien auftreten können oder auch gegenläufige Effekte. Die Wechselwirkungen sollten beobachtet und die zeitvariablen Netzentgelte bei Bedarf sukzessive in ihrer Höhe, Preisstufen und Dynamik weiterentwickelt werden.

**Durch die Einführung dynamischer Tarife können Mehrwerte gehoben und bei gleichzeitiger Beobachtung der Auswirkungen Risiken adressiert werden.**

Zusammenfassend ist eine fortlaufende Begleitung und Beobachtung der Einführung dynamischer Tarife durch Branchenakteure erforderlich, um Erkenntnisse über das tatsächliche Verhalten von Endverbraucher\*innen zu verbessern. Sollten negative Effekte für das Stromsystem erkennbar werden, bestehen bereits heute zahlreiche Instrumente, um diese rechtzeitig abzumildern und sicherzustellen, dass die erwarteten Vorteile der Einführung dynamischer Tarife überwiegen. So kann auf Systemebene eine bessere Synchronisation von volatilen EE-Dargebot und Nachfrage erreicht werden und zudem Kosteneinsparungen für Verbraucher\*innen realisiert werden.

## 5. Literaturverweise

- ACER (2016).** Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Gas Markets in 2015. Verfügbar unter: [https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202015%20-%20ELECTRICITY%20AND%20GAS%20RETAIL%20MARKETS.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202015%20-%20ELECTRICITY%20AND%20GAS%20RETAIL%20MARKETS.pdf)
- Bayer et al. (2017).** Integration von Photovoltaikanlagen in die deutschen Niederspannungsnetze. Verfügbar unter: [https://www.rifs-potsdam.de/sites/default/files/files/wp\\_17-03\\_integration\\_photovoltaik\\_deutsche\\_niederspannungsnetze.pdf](https://www.rifs-potsdam.de/sites/default/files/files/wp_17-03_integration_photovoltaik_deutsche_niederspannungsnetze.pdf)
- BDEW (2023).** BDEW-Strompreisanalyse Juli 2023. Verfügbar unter: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/>
- Bundesnetzagentur (2022).** Festlegung zu Netzentgelten bei Anwendung der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG gem. Festlegung BK6-22-300. 2. Konsultation. Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8\\_06\\_Netzentgelte/68\\_%C2%A7%2014a%20EnWG/Downloads/BK8-22-010-A\\_Eckpunktepapier\\_zweite\\_Kons.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_06_Netzentgelte/68_%C2%A7%2014a%20EnWG/Downloads/BK8-22-010-A_Eckpunktepapier_zweite_Kons.pdf?__blob=publicationFile&v=2)
- Bundesnetzagentur (2022/2).** Entwurf zur Festlegung zur Durchführung der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG (BK6-22-300). Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-300/Anlagen\\_ZweiteKonsultation/BK6-22-300\\_Regelungswerk.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-300/Anlagen_ZweiteKonsultation/BK6-22-300_Regelungswerk.pdf?__blob=publicationFile&v=1)
- Bundesnetzagentur (2023).** Präsentation zum Entgeltmodell § 14a EnWG. Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8\\_06\\_Netzentgelte/68\\_%C2%A7%2014a%20EnWG/Downloads/BK8-22-010-A\\_erl%C3%A4uternde\\_Pr%C3%A4sentation\\_zweite\\_Kons.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_06_Netzentgelte/68_%C2%A7%2014a%20EnWG/Downloads/BK8-22-010-A_erl%C3%A4uternde_Pr%C3%A4sentation_zweite_Kons.pdf?__blob=publicationFile&v=2)
- CAISO (2016).** Time-of-use periods analysis. Verfügbar unter: <https://docs.cpuc.ca.gov/Published-Docs/Efile/G000/M157/K905/157905349.PDF>
- Cambridge Econometrics (2022).** Research on consumer risks and benefits of dynamic electricity price contracts Report. Verfügbar unter: [https://www.beuc.eu/sites/default/files/publications/beuc-x-2022-033-report\\_risks-and-benefits-of-dynamic-electricity-pricing.pdf](https://www.beuc.eu/sites/default/files/publications/beuc-x-2022-033-report_risks-and-benefits-of-dynamic-electricity-pricing.pdf)
- Dutta & Mitra (2016).** A literature review on dynamic pricing of electricity. Verfügbar unter: <https://link.springer.com/article/10.1057/s41274-016-0149-4>
- Dütschke & Paetz (2013).** Dynamic electricity pricing—Which programs do consumers prefer? Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.03.025>
- Ecofys et al. (2009).** Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen. Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/MessUndZaehlwesen/EcofysLastvariable-ZeitvariableTarife.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/MessUndZaehlwesen/EcofysLastvariable-ZeitvariableTarife.pdf?__blob=publicationFile&v=1)
- ENTSO-E (2019).** Report on Deterministic Frequency Deviations. Verfügbar unter: [https://ee-publicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/SOC/Report\\_Deterministic\\_Frequency\\_Deviations\\_final\\_version.pdf](https://ee-publicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/SOC/Report_Deterministic_Frequency_Deviations_final_version.pdf)
- ENTSO-E (2023).** System Needs Study System dynamic and operational challenges. Verfügbar unter: <https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2022/public/syst-dynamic-operational-challenges.pdf>
- Fabra et al., (2021).** Estimating the Elasticity to Real Time Pricing: Evidence from the Spanish Electricity Market. Verfügbar unter: [https://rapson.ucdavis.edu/uploads/8/4/7/1/84716372/frw\\_rtp.pdf](https://rapson.ucdavis.edu/uploads/8/4/7/1/84716372/frw_rtp.pdf);
- FfE (2022).** Systemintegration von Elektrofahrzeugen – Stromlieferverträge mit nicht-statischen Tarifen. Verfügbar unter: <https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2022/06/Grundlagenpapier-Stromliefervertraege-nicht-statische-Tarife.pdf>

- FSR (2020a).** The Spanish experience with dynamic tariffs. Verfügbar unter: <https://fsr.eui.eu/the-spanish-experience-with-dynamic-tariffs>
- FSR (2020b).** Time of Use and Dynamic Pricing Rates in the US. Verfügbar unter: <https://fsr.eui.eu/time-of-use-and-dynamic-pricing-rates-in-the-us/>
- Guidehouse (2021).** ASSET study on dynamic retail electricity prices. Verfügbar unter: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/a8b8e55f-a17f-11eb-b85c-01aa75ed71a1/language-en>
- Haendel & Stute (2019).** Grid Expansion Costs Considering Different Price Control Strategies of Power-to-X Options Based on Dynamic Tariffs at the Low-Voltage Level. Verfügbar unter: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8916475>
- Hansen et al. (2021).** Demanding, distributing and selling energy flexibility: How dynamic tariffs entered the Danish electricity market and what to do next. Verfügbar unter: [https://www.researchgate.net/publication/352835658\\_Demanding\\_distributing\\_and\\_selling\\_energy\\_flexibility\\_How\\_dynamic\\_tariffs\\_entered\\_the\\_Danish\\_electricity\\_market\\_and\\_what\\_to\\_do\\_next](https://www.researchgate.net/publication/352835658_Demanding_distributing_and_selling_energy_flexibility_How_dynamic_tariffs_entered_the_Danish_electricity_market_and_what_to_do_next)
- Hirth & Ziegenhagen (2015).** Balancing power and variable renewables: Three links. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.180>
- Hirth et al. (2023).** Stromtarife für Preissicherheit und Flexibilität. Verfügbar unter: <https://neon.energy/Neon-Stromtarif-Lichtblick.pdf>
- IfES & Leibniz Universität Hannover (2023).** Konsultationsbeitrag zum „Regelungswerk der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG“ (BK6-22-300) und zum „Eckpunktepapier zweite Konsultation Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen 14a EnWG“ (BK8-22/010-A). Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK8-GZ/2022/2022\\_4-Steller/BK8-22-0010/Stellungnahmen2.Konsultation/Leibniz.pdf?blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2022/2022_4-Steller/BK8-22-0010/Stellungnahmen2.Konsultation/Leibniz.pdf?blob=publicationFile&v=1)
- IRENA (2019).** Innovation landscape brief – Time of use tariffs. Verfügbar unter: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA\\_Innovation\\_ToU\\_tariffs\\_2019.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Innovation_ToU_tariffs_2019.pdf)
- Jessoe & Rapson (2014).** Knowledge Is (Less) Power: Experimental Evidence from Residential Energy Use. Verfügbar unter: <https://www.aeaweb.org/articles?id=10.1257/aer.104.4.1417>
- Kazmi & Tao (2015).** How good are TSO load and renewable generation forecasts: Learning curves, challenges, and the road ahead. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119565>
- Lazar & Gonzalez (2015).** Smart Rate Design for a Smart Future. Verfügbar unter: [https://www.puc.nh.gov/electric/15-137%20non%20docket%20info/RAP\\_Lazar\\_Gonzalez\\_Smart%20Rate%20Design\\_July2015.pdf](https://www.puc.nh.gov/electric/15-137%20non%20docket%20info/RAP_Lazar_Gonzalez_Smart%20Rate%20Design_July2015.pdf)
- LCP Delta (2021).** Insights from EV Charging in Norway. Verfügbar unter: <https://delta.lcp.com/podcasts/insights-from-ev-charging-in-norway/>
- Matisoff et al. (2020).** A review of barriers in implementing dynamic electricity pricing to achieve cost-causality. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ab9a69>
- Ocker & Ehrhart (2017).** The “German Paradox” in the balancing power markets. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.040>
- Pébereau & Remmy (2023).** Barriers to real-time electricity pricing: Evidence from New Zealand. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1016/j.ijindorg.2023.102979>
- Pimm et al. (2018).** Time-of-use and time-of-export tariffs for home batteries: Effects on low voltage distribution networks. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1016/j.est.2018.06.008>
- Preto (2021).** Tail-risk Comprehension and Protection in Real-time Electricity Pricing: Experimental Evidence. Verfügbar unter: <https://EconPapers.repec.org/RePEc:wrk:wrkesp:25>
- Poncela et al. (2018).** Pan-European Analysis on Power System Flexibility. Verfügbar unter: <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/7/1765>
- Schlereth et al. (2018).** Why do consumers prefer static instead of dynamic pricing plans? An empirical study for a better understanding of the low preferences for time-variant pricing plans. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2018.03.033>

- Schittekatte et al. (2022).** Electricity Retail Rate Design in a Decarbonizing Economy: An Analysis of Time-of-Use and Critical Peak Pricing. Verfügbar unter: <https://economics.mit.edu/sites/default/files/2022-10/CEEPR%20Working%20Paper%202022-015.pdf>
- Smartgrid (2006).** Incentives rate design for efficiency demand response. Verfügbar unter: [https://www.smartgrid.gov/files/documents/Incentives\\_Rate\\_Design\\_for\\_Efficiency\\_Demand\\_Response\\_200612.pdf](https://www.smartgrid.gov/files/documents/Incentives_Rate_Design_for_Efficiency_Demand_Response_200612.pdf)
- Stute & Kühnbach (2022).** Dynamic pricing and the flexible consumer – Investigating grid and financial implications: A case study for Germany. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2022.100987>
- Torriti & Ramirez-Mendiola (2022).** The price is not right! Energy demand, Time of Use tariffs, values and social practices. Verfügbar unter: [https://www.researchgate.net/publication/360873586\\_The\\_price\\_is\\_not\\_right\\_Energy\\_demand\\_Time\\_of\\_Use\\_tariffs\\_values\\_and\\_social\\_practices](https://www.researchgate.net/publication/360873586_The_price_is_not_right_Energy_demand_Time_of_Use_tariffs_values_and_social_practices)
- Übertragungsnetzbetreiber (2023).** Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023. 2. Entwurf. Verfügbar unter: [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-07/NEP\\_2037\\_2045\\_V2023\\_2\\_Entwurf\\_Teil1\\_1.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-07/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Teil1_1.pdf)
- VDE FNN (2015).** FNN-Studie: Statische Spannungshaltung. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/resource/blob/775184/e32178f5639afae93a835042c1f59445/vde-fnn-studie-statische-spannungshaltung-kurz-gefasst-pdf-data.pdf>
- VDE FNN (2021).** Ermittlung von Gleichzeitigkeitsfaktoren für Ladevorgänge an privaten Ladepunkten. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/resource/blob/2093294/83b3dc0e7879d628af87d9710ac829ed/01-studie-gleichzeitigkeitsfaktoren-kurzfassung-data.pdf>
- Von Bonin et al. (2022).** Impact of Dynamic Electricity Tariff and Home PV System Incentives on Electric Vehicle Charging Behavior: Study on Potential Grid Implications and Economic Effects for Households. Verfügbar unter: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/3/1079>