

Netzorientierte Steuerung und ihre Rolle in der Energiewende: Eine Analyse des § 14a EnWG

Manuela McCulloch und Dietmar Graeber

Die Umsetzung des § 14a EnWG transformiert Deutschlands Energiewirtschaft durch netzorientierte Steuerung von Verbrauchseinrichtungen. Der Artikel untersucht rechtliche und technische Grundlagen sowie Markteinflüsse und diskutiert Herausforderungen sowie Chancen für Akteure. Mit internationalen Vergleichen werden Best Practices hervorgehoben und Schlüsselfaktoren für den Erfolg identifiziert, um effektive Integrationsstrategien und optimierte Energiepolitiken zu fördern.

In einer Ära, in der die Energiewende an Dynamik gewinnt und die Integration erneuerbarer Energien zunehmend in den Fokus rückt, erweist sich die netzorientierte Steuerung von Verbrauchseinrichtungen, wie im § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) festgelegt, als ein Eckpfeiler für die Stabilität und Effizienz des deutschen Stromnetzes. Die Umsetzung dieser Vorschrift markiert einen entscheidenden Schritt in der Energiepolitik und stellt neue Herausforderungen, aber auch Chancen für Verbraucher, Energieversorger und Netzbetreiber dar.

Die Regelungen des § 14a EnWG im Überblick

Der § 14a EnWG ist Bestandteil der deutschen Energierechtsreform und soll den Einsatz von Technologien zur Steuerung des Energieverbrauchs im Niederspannungsbereich fördern. Durch die Schaffung von Rahmenbedingungen für den Einsatz steuerbarer Verbrauchseinrichtungen soll die Energieeffizienz verbessert und die Integration erneuerbarer Energien erleichtert werden. Steuerbare Verbrauchseinrichtungen sind Geräte und Anlagen, deren Energieverbrauch zeitlich flexibel gesteuert werden kann, ohne dass dies zu einer erheblichen Beeinträchtigung des Endverbrauchers führt, wie z.B. Elektroheizungen, Wärmepumpen und Ladestationen für Elektrofahrzeuge.

Ein zentrales Element des § 14a EnWG ist die Förderung der netzdienlichen Steuerung dieser Verbrauchseinrichtungen, d.h. der Verbrauch wird so gesteuert, dass er zur Stabilität und Effizienz des Stromnetzes beiträgt. Dazu gehören insbesondere Maßnahmen zur Reduzierung von Lastspitzen und zur besseren Integration erneuerbarer Energien. Darüber hinaus sieht der Paragraf vor, dass Betreiber



Eine effektive netzorientierte Steuerung von Verbrauchern kann einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele in Deutschland leisten
Bild: Adobe Stock

von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen unter bestimmten Voraussetzungen Anspruch auf Vergütungen oder andere Anreize für netzdienliches Verhalten haben, um Investitionen in flexible Verbrauchseinrichtungen zu fördern [1].

Die Umsetzung des § 14a EnWG erfordert zudem eine geeignete Messinfrastruktur, die den tatsächlichen Verbrauch und die steuerbaren Lasten exakt erfasst und abrechnet, wofür der Einsatz intelligenter Messsysteme (Smart Meter Gateways) unerlässlich ist [2]. Darüber hinaus definiert der Paragraf die Rollen und Verantwortlichkeiten der verschiedenen Marktakteure, darunter Netzbetreiber, Energielieferanten und Verbraucher, bei der Implementierung und Nutzung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen. Technische Anforderungen und Standards sollen die sichere

und effiziente Integration dieser Geräte in das Stromnetz gewährleisten. Nicht zuletzt berücksichtigt § 14a EnWG wichtige Aspekte des Datenschutzes und der Datensicherheit bei der Erfassung, Übertragung und Verarbeitung von Verbrauchsdaten, um die Privatsphäre der Verbraucher zu schützen und die Integrität des Energiesystems zu gewährleisten [3], [4].

Regulatorische Strukturen und Herausforderungen in der deutschen Netzentgeltssystematik

In Deutschland ist die Netzentgeltssystematik sowohl für die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) als auch für die Verteilnetzbetreiber (VNB) durch regulatorische Vorgaben strukturiert. Die ÜNB sind für die großen, überregionalen Stromnetze verantwortlich. Ihre

Netzentgelte decken unter anderem die Kosten für den Transport von Strom über große Distanzen, die Systemdienstleistungen (z.B. Frequenzhaltung) und den Ausgleich von Schwankungen im Stromnetz. Die Berechnung der Netzentgelte für ÜNB wird durch die Bundesnetzagentur reguliert und basiert auf den Erlösobergrenzen, die im Rahmen der Anreizregulierung festgelegt werden.

Die Netzentgelte können sich nach verschiedenen Faktoren richten, unter anderem nach der abgenommenen Leistung und dem Verbrauch. In der Regel werden sie als Kombination aus Leistungspreisen (bezogen auf die maximale Leistungsaufnahme) und Arbeitspreisen (bezogen auf den tatsächlichen Energieverbrauch) berechnet. Mit der Verabschiedung des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes (NEMoG) und der Verordnung zur schrittweisen Einführung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte wurden die Übertragungsnetzbetreiber dazu verpflichtet, ab dem Jahr 2023 einheitliche Netzentgelte für die Netzebene Höchstspannung und die Umspannebene Höchstspannung/Hochspannung zu erheben [5], [6].

Die VNB sind für die lokalen und regionalen Stromnetze verantwortlich. Ihre Netzentgelte umfassen die Kosten für die Verteilung des Stroms zu den Endverbrauchern, den Betrieb und die Instandhaltung des Verteilnetzes sowie Investitionen in den Netzausbau. Auch die Netzentgelte der VNB unterliegen der Aufsicht durch die Bundesnetzagentur und basieren auf den durch die Anreizregulierung festgelegten Erlösobergrenzen. Die Tarifstruktur bei den VNB kann komplexer sein als bei den ÜNB. Typischerweise beinhalten sie ebenfalls Leistungs- und Arbeitspreise, können aber auch zusätzliche Preisbestandteile wie Verbrauchspreise, Blindstrompreise und Messstellenbetriebsgebühren enthalten. Die spezifischen Tarife können variieren, abhängig von der geografischen Lage, der Netzauslastung und den Investitionsbedarfen des jeweiligen Netzbetreibers.

Im Kontext der Energiewende ergeben sich für das derzeitige Netzentgeltsystem ein Anstieg und eine zunehmende regionale Spreizung der Stromnetzentgelte [7]. Im

Bereich der Netzentgelte auf der Ebene der VNB besteht aktuell eine Differenzierung der Entnahmetarife, die sich nach Spannungsebene und speziell in der Niederspannungsebene nach der Existenz einer Lastgangzählung unterscheidet. Bei der Entnahme ohne Lastgangzählung unterscheidet man zwischen der Standardentnahme, die einen Grundpreis und einen energieabhängigen Arbeitspreis umfasst, und den zeitvariablen Tarifen. Die zeitvariablen Tarife werden derzeit weiter unterteilt in solche für Elektrospeicherheizungen und für steuerbare Verbrauchseinrichtungen [8].

Ab dem Jahr 2024 sind die Netzbetreiber des Weiteren dazu verpflichtet, die Vorgaben zur Festlegung von Netzentgelten für steuerbare Anschlüsse und Lasten umzusetzen, die sich aus dem § 14a EnWG ergeben. Hierfür sind ihnen drei spezifische Module vorgeschrieben. Ab dem Jahr 2024 sind die Netzbetreiber verpflichtet, entweder eine pauschale Reduzierung des Netzentgelts (Modul 1) oder eine prozentuale Reduzierung des Arbeitspreises (Modul 2) anzubieten. Zudem müssen alle Netzbetreiber ab 2025 ein zeitabhängiges Netzentgelt in Cent pro Kilowattstunde festlegen (Modul 3).

Hierbei sind Tarifstufen für den Standardtarif, den Hochlasttarif sowie einen Niedriglasttarif zu bilden. Die Standardtarifstufe (ST) entspricht dem Arbeitspreis für die Entnahme ohne Leistungsmessung in der Niederspannung. Die Hochlasttarifstufe (HT) liegt oberhalb der Standardlasttarifstufe, die Niedriglasttarifstufe (NT) unterhalb. HT muss in mindestens zwei Stunden eines Tages abgerechnet werden und darf maximal 100 % über der ST liegen. Für NT hat der Netzbetreiber einen Korridor zwischen 10 und 40 % der ST festzulegen. Betreiber können dieses Modul ausschließlich in Ergänzung zum Modul 1 auswählen. Zudem bleibt das Modul 3 Betreibern mit intelligenten Messsystem (iMSys) und ohne registrierende Leistungsmessung vorbehalten [1], [4].

Der Betreiber der steuerbaren Verbrauchseinrichtung muss sich also zukünftig beim Abschluss eines Stromlieferungsvertrages auch für das entsprechende Modul entscheiden. Es stellt sich daher die Frage, wie die Stromlieferanten den § 14a EnWG in ihren Tarifmodellen abbilden werden bzw. inwieweit

ein positiver Business Case für die Lieferanten dargestellt werden kann.

Optimierung des Stromverbrauchs und Netzstabilität durch DR- und CLS-Systeme gemäß § 14a EnWG

Im Folgenden sollen die wichtigsten technischen Rahmenbedingungen, die Voraussetzung für die Umsetzung des § 14a EnWG sind, beleuchtet werden:

Demand Response (DR) (Laststeuerung) ist eine wichtige Maßnahme zur Optimierung des Stromverbrauchs und zur Sicherung der Netzstabilität, die darauf abzielen, den Energieverbrauch zu steuern und so Überlastungen des Stromnetzes zu vermeiden. Diese Programme richten sich an ein breites Spektrum von Teilnehmern, darunter Haushalte, Unternehmen und Industrieanlagen, die bereit sind, ihre Verbrauchsgüter wie Klimaanlage, Heizungen und Elektrofahrzeuge bei Bedarf zu reduzieren. DR ist kein neues Konzept und existierte bereits lange vor der Liberalisierung der Energiemärkte in Europa als Mittel zur Steuerung der Stromnetze. Seit den 2000er Jahren hat jedoch die Bedeutung von DR durch die Marktliberalisierung sowie die Entwicklung hin zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft deutlich zugenommen [9].

Überblick

Der Artikel beleuchtet die komplexen Wechselwirkungen zwischen rechtlichen Vorgaben, technologischen Innovationen und marktwirtschaftlichen Mechanismen der netzorientierten Steuerung nach § 14 EnWG. Durch Untersuchung erfolgreicher Beispiele und internationaler Erfahrungen soll ein tiefgreifendes Verständnis für effektive netzorientierte Steuerungsmethoden erarbeitet und Ausblicke für ihre zukünftige Entwicklung und Nutzung dargeboten werden. Dabei werden sowohl die Potenziale als auch die Grenzen der aktuellen Gesetzgebung und Technologie kritisch hinterfragt, um praktikable Lösungen für eine zukunftsfähige Energiepolitik aufzuzeigen. Ziel ist es, zur Debatte über eine widerstandsfähige und wirksame Energiewende beizutragen, die den Bedürfnissen eines dynamischen Energiemarktes entspricht.

Die Kommunikation zwischen den Energieversorgern und den Teilnehmern erfolgt häufig über Smart Meter oder spezielle Steuerungssysteme, die eine Anpassung des Verbrauchs bei bevorstehenden Spitzenlasten signalisieren. Die Steuerung des Verbrauchs kann auf verschiedene Weise erfolgen, z.B. durch direkte Eingriffe des Energieversorgers, der bestimmte Geräte vorübergehend abschalten kann, durch Preissignale, die zu einer freiwilligen Reduzierung des Verbrauchs durch die Teilnehmer führen, oder durch die Wahl zeitabhängiger Tarife, die zu unterschiedlichen Tageszeiten unterschiedliche Preise bieten und so eine Verschiebung des Verbrauchs anregen [10].

Ein **Controllable Local System (CLS)** ist ein fortschrittliches System zur Fernsteuerung von Energieerzeugungsanlagen, Speichern, Verbrauchseinrichtungen und anderen technischen Einheiten in einem Stromnetz. Es bietet die Möglichkeit, diese Einheiten zentral oder dezentral zu steuern, was entscheidend zur Netzstabilität beiträgt, die Energieeffizienz steigert und die Integration erneuerbarer Energien vorantreibt. Insbesondere im Rahmen des § 14a EnWG, der den Einsatz von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen im Niederspannungsbereich regelt, spielt die CLS-Steuerung eine wichtige Rolle. Es handelt sich dabei um eine Erweiterung des intelligenten Messsystems (iMSys), die eine sichere Informationsübertragung gewährleistet, damit Schaltmaßnahmen korrekt ausgeführt werden können [11]. Smart Meter Gateways mit CLS-Schnittstelle werden künftig dazu beitragen, Verbraucher und Erzeuger flexibel in den Energiemarkt einzubinden und die Energiewende voranzubringen [12].

Die Rolle der DR in Deutschland ist noch begrenzt. Flexibilität wurde bisher vor allem durch Spitzenlastkraftwerke und Wasserkraft bereitgestellt. Technologische Innovationen, wie Batteriespeicher für den Hausgebrauch sowie elektrizitätsbetriebene Geräte wie Wärmepumpen oder Ladestationen für Elektroautos, ermöglichen es Privatpersonen, die erneuerbare Energieanlagen betreiben, einen immer größer werdenden Anteil des von ihnen produzierten Stroms direkt zu verbrauchen, ohne diesen an das öffentliche Netz abzugeben [13].

Herausforderungen und Chancen durch Flexibilität und Prosumer im deutschen Energiemarkt

Flexibilitäten können sowohl für die Netzdienlichkeit als auch für die Marktdienlichkeit eingesetzt werden. Beide spielen in der Transformation des Energiesystems eine wichtige Rolle, da sie helfen, die Netzstabilität zu erhalten und die Integration erneuerbarer Energien zu verbessern, während gleichzeitig der Energiemarkt effizient gestaltet wird. Netzdienlichkeit bezieht sich auf das Verhalten elektrischer Anlagen (wie Erzeuger, Verbraucher oder Speicher), die dazu beitragen, die Netzkosten zu verringern. Dies kann beispielsweise durch die Reduktion von Netzengpässen, die Verringerung des Netzausbaubedarfs oder die Optimierung der Netzbetriebsführung erreicht werden. Im Gegensatz dazu versteht man unter Marktdienlichkeit Maßnahmen oder Verhaltensweisen von Marktakteuren, die sich positiv auf den Energiemarkt auswirken, ohne dass eine direkte Verbindung zur physischen Netzinfrastruktur besteht.

Prosumer spielen eine zunehmend wichtige Rolle in der Energiewirtschaft, da sie gleichzeitig Energie erzeugen (Producer) und verbrauchen (Consumer) [14]. Bei der Entwicklung von Prosumern – vor allem im Bereich Photovoltaik – ist Deutschland in der EU führend. Der Anteil der Elektromobilität hat deutlich zugenommen. In Deutschland war die Nutzung von Flexibilitäten bisher hauptsächlich auf die Übertragungsebene beschränkt [13]. Sowohl private Haushalte als auch Unternehmen und die Industrie haben die Möglichkeit, als Betreiber und Nutzer dezentraler Energieanlagen aktiv zur Energiewende beizutragen. Es existieren zahlreiche innovative Lösungen für die effiziente Erzeugung, Speicherung und Nutzung von Energie in Unternehmen, Gebäuden und an Produktionsstandorten. Jedoch werden diese Potenziale aufgrund der aktuellen rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen nur selten ausgeschöpft.

Aus energiewirtschaftlicher Sicht erscheint Prosuming dann attraktiv, wenn es den Netzausbau reduziert und/oder die Wirtschaftlichkeit des Zubaus von flexibel steuerbaren Erzeugungs-, Verbrauchs- oder Speicheranlagen erhöht bzw. zur Aktivie-

rung ihrer Flexibilität führt. Die Attraktivität hängt im Wesentlichen von der regulatorischen Ausgestaltung der wirtschaftlichen Anreize für eine flexible Fahrweise ab. Um das Potenzial für Flexibilitäten vollständig zu erschließen, ist daher die Etablierung eines passenden regulatorischen Rahmens notwendig.

Eine zentrale Bedingung hierfür ist die schnelle Integration intelligenter Messsysteme und Steuerungstechnologien in das Energiesystem, ermöglicht durch den Einsatz von zertifizierten Steuerboxen oder Energiemanagementsystemen. Diese sind essenziell für die Bereitstellung und Nutzung dezentraler Flexibilitäten sowie deren Steuerung durch Netzbetreiber. Zusätzliche regulatorische Maßnahmen sind erforderlich, um die Bilanzierung, Marktkommunikation und Regulierung bei konkurrierenden Einsatzszenarien zu klären. Aggregatoren könnten dabei eine Schlüsselrolle bei der Aktivierung ungenutzter Flexibilitäten von Prosumern spielen. Im Bereich der Haushalte können Anlagenbetreiber durch marktbasierende Anreize, wie dynamische Stromtarife, zu einer besseren Nutzung des Flexibilitätpotenzials bewegt werden, vorausgesetzt, dass die Verbräuche und Erzeugung durch iMSys erfasst werden.

Der § 14a EnWG ermöglicht steuernde Eingriffe durch Netzbetreiber, aber es fehlen noch rechtliche Rahmenbedingungen für präventive Lastverlagerungsanreize. Der § 14a EnWG soll die netz- und systemdienliche Nutzung von Flexibilitäten fördern, wobei die Einbindung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen durch präventive Maßnahmen noch in den Anfängen steckt. Ziel ist es, eine standardisierte netzorientierte Steuerung zu etablieren [15].

Die Implementierung von Softwaresystemen für die Auswertung von Messergebnissen und die Automatisierung von Schaltvorgängen wird dabei essenziell sein. Die Kombination aus iMSys und Steuereinheiten ist entscheidend für die effektive Nutzung von Flexibilitäten in verschiedenen Anwendungsbereichen. Prosumer sollten in der Lage sein, ihre steuerbaren Verbrauchseinrichtungen mittels Energiemanagementsystemen zu kontrollieren, um die Einhaltung der Netzanschlussvorgaben zu gewährleisten.

Um hingegen Stromlieferanten marktdienliche Anreize für die Nutzung des Flexibilitätsbedarfes zu schaffen, braucht es auch für sie positive Business Cases. In Deutschland sind variable und dynamische Stromtarife noch nicht weit verbreitet. Seit August 2021 sollen alle Stromlieferanten nach Möglichkeit variable Tarife anbieten. Aktuell befinden sich die Ansätze für die Preisgestaltung von Strom in Deutschland im Wandel, da ab 2025 alle Stromversorger sowohl variable als auch dynamische Stromtarife anbieten müssen [16].

Zeitvariable Tarife basieren auf vordefinierten Zeiträumen, in denen sich die Preise ändern. In der Regel gibt es mehrere Tarifstufen für unterschiedliche Tageszeiten oder Wochentage, die zu Spitzenlastzeiten höher und zu Schwachlastzeiten niedriger sind und so Anreize zur Verbrauchsverlagerung schaffen. Zeitvariable Tarife bieten zu bestimmten Stunden günstigere Preise, die sich am Strommarkt orientieren. **Lastvariable Tarife** werden insbesondere für steuerbare Geräte wie Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen und Elektroauto-Ladestationen angeboten.

In der nächsten Stufe werden die Lieferanten Modelle für dynamische Tarife entwickeln. Anders als bei festen Tarifen ändert sich der Strompreis dann in Echtzeit, oft stündlich oder viertelstündlich [17]. Der Preis folgt dem Strommarkt. Auch negative Strompreise sind in diesem Modell dann möglich. Verbraucher haben in beiden Modellen Potenzial zu Kosteneinsparungen durch Verlagerung ihres Stromverbrauchs in günstigere Zeiten. Herausforderung ist jedoch, dass sich Verbraucher bewusst sein müssen, wann die Preise günstig sind. Intelligente Messgeräte und Steuerungssysteme sind für diese Modelle Voraussetzung. Bei variablen und dynamischen Stromtarifen bleiben beim Privatkunden die Kostenanteile für Netzentgelte, den Messstellenbetrieb sowie für Steuern, Umlagen und Abgaben meist über das Jahr konstant, aber die Beschaffungskosten nicht [18].

Die Umsetzung des § 14a stellt Energielieferanten und Energiedienstleister vor weitere Herausforderungen. Neben der Entwicklung **dynamischer Tarifmodelle** für Haushaltskunden, ist auch die Entwicklung von **Tarifmodellen für Prosumer** erforderlich, die so gestaltet sein müssen, dass sie die

Nutzung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen fördern und den Verbrauchern Anreize zur Flexibilisierung ihres Energieverbrauchs bieten. Gleichzeitig müssen hierbei die neuen Regelungen zur Netzentgeltstruktur für steuerbare Verbrauchseinrichtungen abgebildet werden. Für die marktbasierete Beschaffung von Flexibilitäten müssen zudem noch rechtliche Grundlagen geschaffen werden. Zukünftig sollten Modelle entwickelt werden, die wettbewerbsfähige Lösungen ermöglichen und Flexibilitäten über verschiedene Spannungsebenen hinweg marktgerecht nutzbar machen [19]. Damit Prosumer bereit sind, am dynamischen Strommarkt teilzunehmen, ist eine attraktive Kombination der neuen bzw. künftigen Netzentgelt-systematik mit den neuen Tarifmodellen zu schaffen [20].

Haushaltskundenpreise setzen sich aus zehn Preiskomponenten zusammen, die insgesamt zu etwa 75 % aus Aufschlägen und Steuern bestehen. Verschiedene Studien zu dynamischen Haushaltspreisen wurden bereits durchgeführt. Daraus geht hervor, dass es nicht möglich sein wird, ausreichende Anreize für manuelle Lastverschiebungen zu schaffen, wenn nicht auch die politisch regulierten Komponenten dynamisch sind. Eine automatisierte Nachfragesteuerung kann jedoch ein erfolgsversprechender Ansatz sein [21].

Insgesamt gesehen stellt die Umsetzung des § 14a EnWG also ein komplexes Unterfangen dar, das ein ausgewogenes Vorgehen erfordert, um die technischen, finanziellen, rechtlichen und gesellschaftlichen Herausforderungen erfolgreich zu bewältigen und das Energiesystem in Richtung Energieeffizienz und Integration erneuerbarer Energien weiterzuentwickeln.

Europäische Erfahrungen mit der Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen

Die Einführung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen ist weltweit betrachtet nicht neu. Verschiedene Länder konnten bereits Erfahrungen mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen sammeln, speziell im Rahmen von DR-Programmen und der Integration intelligenter Stromnetze sammeln. Um den vollen Einsatz des DR-Potenzial zu unterstützen,

wurde DR seit der Richtlinie 2005/89/EG über die Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen in die Gesetzgebung aufgenommen [22]. Im Weiteren richtet dieser Artikel ein Augenmerk auf Finnland und Frankreich, die in Europa bei der Umsetzung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen schon weit vorangeschritten sind.

Finnland gilt in Europa als Vorreiter bei der Implementierung und Nutzung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen. Die Einführung von intelligenten Zählern ist abgeschlossen. Die zweite Generation befindet sich in der Einführungsphase. Die Verbraucher haben dort die Möglichkeit, sich für ein dynamisches Preismodell zu entscheiden. Kunden, die einen dynamischen Tarif wählen, zahlen einen Stundenpreis, den Händleraufschlag und eine monatliche Grundgebühr, entsprechend ihrem Energieliefervertrag. Der Stundenpreis wird auf der Grundlage des Nord-Pool-Spotpreises für das finnische Preisgebiet ermittelt. Bei Verbrauchern, die auch Strom erzeugen, ist Eigenverbrauch die gängige Praxis. Für die Überschussproduktion müssen die Prosumer einen Erzeugervertrag abschließen, bei denen die Einspeisung zum Marktpreis vergütet wird [13]. Stand 2021 hatten 9 % der Kunden in Finnland dynamische Verträge. Es gibt viele Dienstleistungsanbieter, darunter auch Aggregatoren, die Kleinverbrauchern die Möglichkeit geben, an den Ausgleichsmärkten teilzunehmen [23].

Bei den Übertragungs- und Verteilnetzentgelten in Finnland handelt es sich entweder um eine energieunabhängige Jahrespauschale oder – was der Regelfall ist – um energieabhängige Tarife für Spitzen- und Schwachlastzeiten (Wintertage oder andere). Die meisten Verteilnetzbetreiber haben nur Peak/Off-Peak-Tarife, aber es gibt auch andere Tarife auf Grundlage der Spitzenkapazitäten. Der aktive Kunde zahlt einen günstigeren Tarif und erlaubt dem VNB, die elektrische Heizung der Haushalte mit Hilfe von intelligenten Zählern in der Nacht zu steuern. Es gibt dynamische Versorgungstarife für Industrie- und Privatkunden. Diese bieten die Möglichkeit, den Kunden stündliche Energiepreise zur Verfügung zu stellen. Viele Elemente der Flexibilitätsanforderungen sind bereits in den finnischen Rechts-

vorschriften für den Elektrizitätsmarkt enthalten, wie z.B. vollständig deregulierte Einzelhandelsmärkte, die Verantwortung für den Ausgleich von Mengenabweichungen und die Möglichkeit der Kunden, dynamische Tarife zu wählen. Die regulatorische und politische Offenheit ist sehr deutlich. Der hohe Anteil von Windenergie am finnischen Energiemix könnte als weiterer struktureller Faktor betrachtet werden, da er mit dem hohen Flexibilitätsbedarf des lokalen Stromnetzes zusammenhängt und Anreize zur Förderung des Einsatzes von DR als Flexibilitätsressource schaffen konnte [13]. In Finnland wird DR hauptsächlich netzdienlich eingesetzt [24].

Frankreich zählt zu den Ländern mit einer hohen Aktivität von Prosumern, die durch staatliche Förderprogramme unterstützt werden. Es steht an dritter Stelle bei der Anzahl kleiner Photovoltaikanlagen und ist zudem der zweitgrößte Markt für Elektromobilität in der EU. In Frankreich konzentrieren sich Prosumer hauptsächlich auf den Eigenverbrauch, wobei überschüssige Energie auch durch Flexibilität auf dem Strommarkt monetarisiert werden kann [25]. Frankreich hat die Nachfragesteuerung auf dem gesamten Strommarkt erheblich ausgebaut und nimmt eine führende Rolle bei der Laststeuerung in Europa ein. Große Stromversorger bieten DR auf dem Energiemarkt an, abhängig von den Großhandelspreisen [26]. Die Flexibilität der Endverbraucher ergibt sich historisch bedingt hauptsächlich aus regelbaren Elektroheizungen. Die DR kann an allen Strommärkten teilnehmen, einschließlich Kapazitäts-, Day-Ahead-, Intraday- und Regelenergiemärkten sowie Frequenz- und Engpassmanagement [25]. Sie kann daher sowohl netz- als auch marktdienlich sein.

Ein spezieller DR-Fördermechanismus, der auf jährlichen Ausschreibungen basiert, wurde eingeführt. Dieser kapazitätsbasierte DR-Mechanismus bietet Unternehmen die Möglichkeit, eine Vergütung für bereitgestellte Leistung zu erhalten, die vom Netzbetreiber oder einem DR-Betreiber aktiviert werden kann, und eröffnet zusätzliche Einnahmequellen durch eine feste Prämie, die auf der bereitgestellten Kapazität basiert. Für Endkunden gibt es zeitliche Beschränkungen für die Bereitstellung von DR-Leistung; sie können alle 30 Minuten 10 Minuten lang DR bereitstellen und das bis zu

sechs Stunden am Stück, gefolgt von einer zweistündigen Pause. Die zunehmende Verbreitung von Smart Metern und der steigende Anteil von Prosumern, darunter auch Nutzer von Elektromobilität, ermöglichen es den Verbrauchern, aktiv am DR teilzunehmen. Diese Entwicklung wird durch ein günstiges regulatorisches und politisches Umfeld unterstützt [13].

In **Frankreich** setzen sich die Netzentgelte für Strom (TURPE) aus mehreren Komponenten zusammen und decken die Kosten für Übertragungsnetz- sowie Verteilnetzebene gleichzeitig ab. Die Netzentgelte werden von der französischen Energieregulierungsbehörde, der Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), festgelegt und regelmäßig angepasst. Die Höhe der Netzentgelte hängt von verschiedenen Faktoren ab, wie z.B. dem Verbrauchsniveau, der Spannungsebene und dem Zeitpunkt der Nutzung. Gegebenenfalls können die Tarife saisonal oder tageszeitlich variieren, um die Nutzung zu Spitzen- oder Schwachlastzeiten zu steuern. Für bestimmte Verbrauchergruppen, insbesondere Industrie und Großunternehmen, können die Netzentgelte auch von der maximal in Anspruch genommenen Leistung abhängen [27].

Der Umsetzungsstand im Bereich der Nutzung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen ist in den **europäischen Ländern** sehr verschieden. Die Unterschiede zwischen den Staaten manifestieren sich in Aspekten wie dem Grad der Liberalisierung und Regulierung, der Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen, dem jeweiligen Strombedarf für die Erzeugung, der Netzstruktur sowie der Einführung intelligenter Messsysteme. In Ländern mit einem hohen Bedarf an systemischer Flexibilität und einer generellen Offenheit für die Nutzung von DR als Flexibilitätsressource wird die Implementierung besonders gefördert. Um die Teilnahme attraktiv zu machen, müssen den Prosumern finanzielle Einsparpotenziale geboten werden. Darüber hinaus ist es wichtig, dass ausreichend steuerbare Lasten wie Elektroheizungen, Wärmepumpen und Ladestationen für Elektrofahrzeuge dem Markt zur Verfügung stehen. Allerdings können hohe technische Anforderungen wie Präqualifikationsbedingungen oder Mindestangebotsgrößen die Umsetzung erschweren [13].

Strategien zur Förderung netzorientierter Steuerung in Deutschland

Die Umsetzung der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen ist ein Bereich, der sich ständig weiterentwickelt und sich an neue technologische Fortschritte, regulatorische Rahmenbedingungen und Marktanforderungen anpasst. Ein Blick in die Zukunft dieses Sektors lässt mehrere Schlüsselbereiche erkennen, in denen signifikante Entwicklungen zu erwarten sind. Technologische Innovationen, insbesondere die Weiterentwicklung von Smart Grid-Technologien, stehen im Mittelpunkt.

Im Bereich der Markt- und Regulierungsentwicklungen wird die Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen eine entscheidende Rolle spielen. Eine fortschrittliche Gesetzgebung, die innovative Tarifmodelle und Anreizsysteme für DR sowie die Beteiligung von Verbrauchern und Erzeugern unterstützt, ist für den Erfolg dieser Initiativen unerlässlich. Auch sollten die Ausgleichsenergiemärkte für alle Anbieter diskriminierungsfrei offenstehen. Die Teilnahme am Markt sollte vereinfacht werden, bspw. durch eine einfache Vereinbarung zwischen Stromverbraucher und Ausgleichsdienstleister. Zudem sollten einfache und effiziente Prozesse entwickelt werden [9].

Parallel dazu müssen Energieversorger und Dienstleister neue Geschäftsmodelle entwickeln, die auf den Möglichkeiten der netzorientierten Steuerung basieren, um sowohl für die Verbraucher als auch für das Netz einen Mehrwert zu schaffen.

Auch die Integration erneuerbarer Energien wird verbessert, da der Verbrauch flexibler gesteuert werden kann, um auf Schwankungen bei der Erzeugung erneuerbarer Energien zu reagieren. Dies unterstützt eine nachhaltigere Energieversorgung und trägt zu den Dekarbonisierungszielen bei. Auch die aktive Beteiligung der Verbraucher spielt eine Schlüsselrolle. Die Entwicklung benutzerfreundlicher Plattformen und Anwendungen, die es den Verbrauchern ermöglichen, ihr Energieverhaltensverhalten leicht zu verstehen und zu steuern, wird die Akzeptanz und die Teilnahme an netzorientierten Steuerungsprogrammen erhöhen.

Abschließend bleibt festzuhalten, dass die erfolgreiche Implementierung des § 14a EnWG und die damit verbundenen Maßnahmen einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele und zur Sicherung einer nachhaltigen Energieversorgung in Deutschland leisten können.

Literatur

- [1] Bundesnetzagentur: „Festlegung von Netzentgelten für steuerbare Anschlüsse und Verbrauchseinrichtungen (NSAVER) nach § 14a EnWG“. 07.02.2024. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2022/2022_4-Steller/BK8-22-0010/BK8-22-0010-A_Festlegung_Download.pdf?__blob=publicationFile&v=5
- [2] Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz - MsbG). 14.02.2024. https://www.gesetze-im-internet.de/messbg/_2.html
- [3] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG). 07.02.2024. https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_14a.html
- [4] Bundesnetzagentur: Festlegung von Netzentgelten für steuerbare Anschlüsse und Verbrauchseinrichtungen (NSAVER) nach § 14a EnWG. 07.02.2024. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-300/Beschluss/BK6-22-300_Beschluss_20231127.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- [5] Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (Netzentgeltmodernisierungsgesetz). 21.03.2024. https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav#__bgbl_%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl117s2503.pdf%27%5D__1711034488398
- [6] Verordnung zur schrittweisen Einführung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte. 21.03.2024. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/bgbl_VObundeseinheitlicherÜbertragungsnetzentgelte.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- [7] Bundesnetzagentur: Bericht Netzentgeltssystematik Elektrizität. 21.03.2024. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Netzentgeltssystematik/Bericht_Netzentgeltssystematik_12-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- [8] Stromnetzentgeltverordnung. 22.03.2024. https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/_17.html
- [9] European Commission: Demand Response status in Member States: Mapping through real case experiences. 01.03.2024. <https://e3p.jrc.ec.europa.eu/articles/demand-response-status-member-states-mapping-through-real-case-experiences#toc-2>
- [10] Jingshuang S., Chuanwen J. and Bosong L.: Controllable Load Management Approaches in Smart Grids ; *Energies* 2015, 8, 11187-11202; doi:10.3390/en8101187. <https://www.mdpi.com/1996-1073/8/10/11187>
- [11] Vivavis: Mehrwerte schaffen durch intelligentes Steuern und Submetering. 17.01.2024 <https://www.vivavis.com/bereich/metering/controllable-local-system/>
- [12] Bundesnetzagentur: Regelenergie. 18.12.2023. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzengpassmanagement/Engpassmanagement/Regelenergie/start.html>
- [13] European Commission: Explicit Demand Response for small end-users and independent aggregators. 2022; ISSN 1831-9424
- [14] BDEW: Prosuming für die Energiewende. 29.02.2024. <https://www.bdew.de/energie/prosuming-fuer-die-energiewende/>
- [15] Claußner, M., Huneke, F., Brinkhaus, M., Peper, D., Kost, C., Fluri, V.: POTENTIALE UND RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DEN AUSBAU DES PROSUMING. 01.03.2024. https://www.bdew.de/media/documents/1000_Prosuming-Studie.pdf
- [16] Gesetze im Internet: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)§ 41a Lastvariable, tageszeitabhängige oder dynamische und sonstige Stromtarife. 01.03.2024. https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_41a.html
- [17] Stromfee.me: Strompreise in Deutschland: Ein Überblick über Festpreis- und Variable Tarifoptionen. 01.03.2024. <https://www.stromfee.me/post/strompreise-in-deutschland-ein-%C3%BCberblick-%C3%BCber-festpreis-und-variable-tarifoptionen>
- [18] LichtBlick: Variable Stromtarife: Geld zum richtigen Zeitpunkt sparen. 05.03.2024. <https://www.lichtblick.de/wissen/zuhause/variable-stromtarife/>
- [19] McCulloch, M., Wiedemann, K., Ruf, H. und Graeber, D.: Herausforderungen bei der Teilnahme kleiner PV-Anlagen am Regelreservemarkt aus bilanzieller Sicht. 01.03.2024. https://www.energiewirtschaft.org/wp-content/uploads/2023/05/PDF_18127_et_1_2_2023_S_48_53.pdf
- [20] EnBW: Wichtige Informationen zur Neuregelung bei steuerbaren Verbrauchseinrichtungen. 28.02.2024. <https://www.enbw.com/service/faq/steuerbare-verbrauchsanlagen>
- [21] Freier, J. und von Loessl, V.: Dynamic electricity tariffs: Designing reasonable pricing schemes for private households. 07.03.2024. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988322003012>
- [22] EUR-Lex: Richtlinie 2005/89/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Januar 2006 über Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen. 05.03.2024. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A32005L0089>
- [23] IEA: Finland 2023 Energy Policy Review. 20.03.2024. <https://www.iea.org/reports/finland-2023>
- [24] Fingrid: Demand side flexibility. 22.03.2024. <https://www.fingrid.fi/en/electricity-market/market-integration/electricity-market-development-projects/demand-side-management/>
- [25] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY: France 2021 Energy Policy Review. 28.02.2024. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/7b3b4b9d-6db3-4dcf-a0a5-a9993d7dd1d6/France2021.pdf>
- [26] IEA: France 2021 Energy Policy Review. 20.03.2024. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/7b3b4b9d-6db3-4dcf-a0a5-a9993d7dd1d6/France2021.pdf>
- [27] Enedis: Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de Distribution d'Électricité. 21.03.2024. <https://www.enedis.fr/sites/default/files/documents/pdf/enedis-essentiel-turpe6.pdf>

M. McCulloch und Prof. Dr. D. Graeber, Institut für Energietechnik und Energiewirtschaft, Technische Hochschule Ulm, Ulm Kontakt: manuela.mcculloch@thu.de