

Kübler, Claudius; Essers, Julien; Niehs, Eike; Engel, Bernd; Grandel, Matthias

Article — Published Version

Ereignisvariable Tarife zur Lastverschiebung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen im Prosumer-Haushalt

HMD Praxis der Wirtschaftsinformatik

Provided in Cooperation with:

Springer Nature

Suggested Citation: Kübler, Claudius; Essers, Julien; Niehs, Eike; Engel, Bernd; Grandel, Matthias (2024) : Ereignisvariable Tarife zur Lastverschiebung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen im Prosumer-Haushalt, HMD Praxis der Wirtschaftsinformatik, ISSN 2198-2775, Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, Wiesbaden, Vol. 61, Iss. 4, pp. 958-990, <https://doi.org/10.1365/s40702-024-01084-1>

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/315891>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.



<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/deed.de>



Ereignisvariable Tarife zur Lastverschiebung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen im Prosumer-Haushalt

Claudius Kübler · Julien Essers · Eike Niehs · Bernd Engel · Matthias Grandel

Eingegangen: 25. Januar 2024 / Angenommen: 15. Mai 2024 / Online publiziert: 17. Juni 2024
© The Author(s) 2024

Zusammenfassung Der Artikel beschreibt zunächst die aktuellen technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen für Lastverschiebung im Prosumer-Haushalt. Seit Ende 2023 sind alle Rahmenbedingungen weitestgehend definiert, um in den nächsten Jahren automatisierte tarifbasierte Lastverschiebungen in den Markt einzuführen. Die vom Gesetzgeber geforderten flexiblen Tarife als Anreiz zur Lastverschiebung werden näher analysiert. Ein besonderer Fokus liegt dabei auf dynamischen Tarifen, bei denen die Vertriebspreise dynamisch an die Marktergebnisse der Strombörse gekoppelt werden. Auf Basis einer Marktübersicht und der Ergebnisse einer qualitativen Expertenbefragung von 12 Stadtwerken und Lieferanten erfolgt eine Bewertung dynamischer Tarife. Es wird ein alternatives Tarifkonzept auf Basis des Tarifenwendungsfalles 5 (ereignisvariabler Tarif) vorgestellt. Bei diesem Tarif werden drei bzw. vier Tarifstufen dynamisch an den Börsenpreis angepasst. Dieses Tarifkonzept ist datensparsamer und einfacher in den IT-Systemen umzusetzen als die notwendige Zählerstandsgangmessung (Tarifenwendungsfall 7) mit einem Messwert pro $\frac{1}{4}$ h bzw. h bei dynamischen Tarifen. Auch weist der ereignisvariable Tarif eine geringere Komplexität sowie ein geringeres Kostenrisiko für die Endverbraucher auf. Der Beitrag beschreibt die dafür notwendige Signalisierung zwischen dem Messstellenbetreiber (Gateway-Administrator), dem Smart Meter Gateway und einem Home Energy Management System zur automatischen Übermittlung der Tarifsignale. In einem quantitativen Vergleich auf Basis der Börsenstrompreise des

✉ Claudius Kübler · Matthias Grandel
IGE Institut für Gebäude- und Energiesysteme, Hochschule Biberach, Karlstr. 6–11, 88400 Biberach
(Baden-Württemberg), Deutschland
E-Mail: kuebler@hochschule-bc.de

Julien Essers · Eike Niehs · Bernd Engel
elenia Institut für Hochspannungstechnik und Energiesysteme, Technische Universität Braunschweig,
Schleinitzstraße 23, 38106 Braunschweig (Niedersachsen), Deutschland

Jahres 2023 werden verschiedene Ausgestaltungsvarianten des ereignisvariablen Tarifs mit einem dynamischen Tarif und einem Einheitspreistarif verglichen.

Schlüsselwörter Smart Energy · Smart Grid · Smart Metering · Energiemanagement · Tarifierung · Zählerwesen

Event-driven tariffs for load shifting of controllable devices in prosumer households

Abstract The article describes the current technical and regulatory framework for load shifting in prosumer households. Since the end of 2023, all the framework conditions have been largely defined for introducing automated tariff-based load shifting to the market in the coming years. The flexible tariffs required by law as an incentive for load shifting are analyzed in more detail. A particular focus is placed on dynamic tariffs, in which the sales prices are dynamically linked to the market prices of the electricity exchange. Dynamic tariffs are evaluated on the basis of a market overview and the results of a qualitative expert survey of 12 municipal utilities and suppliers. An alternative tariff concept based on tariff use case 5 (event-driven tariff) is presented. With this tariff, three or four tariff levels are dynamically adjusted to the exchange price. This tariff concept is more data-efficient and easier to implement in the IT systems than the meter reading profice (tariff use case 7) with one measurement value every 1/4h resp. 1 h which is required for dynamic tariffs. The event-driven tariff is also less complex and carries a lower cost risk for end consumers. The article describes the necessary signaling between the metering point operator (gateway administrator), the smart meter gateway and a home energy management system for the automatic transmission of tariff signals. In a quantitative comparison based on the market prices of the electricity exchange for 2023, different design variants of the event-driven tariff are compared with a dynamic tariff and a standard price tariff.

Keywords Smart Energy · Smart Grid · Smart Metering · Energy Management · Tariffs · Metering Systems

1 Einleitung – Tarife als Anreiz für Lastverschiebung

Um die deutschen Klimaschutzziele zu erreichen, hat sich die Bundesregierung das Ziel gesetzt, bis 2035 einen klimaneutralen Stromsektor zu erreichen (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2023). Darüber hinaus sollen laut Bundesregierung bis 2030 15 Mio. vollelektrische Fahrzeuge zugelassen und 6 Mio. Wärmepumpen verbaut sein (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2023). Der Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber geht bis 2037 von 14,3 Mio. Wärmepumpen in Haushalten und im GHD-Sektor, sowie von 25,2–31,7 Mio. Elektrofahrzeugen aus (Übertragungsnetzbetreiber 2023). Der gesamte Bruttostromverbrauch wird lt. einem Szenario der Agora Energiewende

(2022) von 2022 bis 2035 um 52% auf 884 TWh steigen. Alleine die Stromnachfrage durch Wärmepumpen (inkl. Großwärmepumpen) und Elektromobilität (exkl. schwerem Güterverkehr) steigt in diesem Szenario von 2022 bis 2035 um das 8,7-fache auf 158 TWh. Der dafür notwendige, massive Ausbau von fluktuierenden erneuerbaren Energieerzeugern bei gleichzeitigem Wegfall von steuerbaren fossilen Kraftwerken führt zu einer hohen Volatilität im Stromangebot und damit zu stark schwankenden Preisen am Strommarkt. Auch müssen wegen der höheren Lastspitzen die Übertragungs- und Verteilnetze massiv ausgebaut werden.

Die neuen haushaltsnahen Stromverbraucher (Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und Heimbatteriespeicher) bieten aber auch ein sehr hohes Flexibilitätspotential für das Stromsystem: Sie können ohne Komforteinbußen in ihrer zeitlichen Nutzung intelligent verschoben werden. Beispielsweise ist die benötigte Ladedauer für ein Elektrofahrzeug i. d. R. viel kürzer als dessen Standzeit. Damit kann der Ladevorgang von Elektrofahrzeugen in Zeiten mit großem Stromangebot und dadurch niedrigen Preisen gelegt werden. Auch Wärmepumpen haben einen Warmwasserspeicher und können in ihrem Betrieb um bis zu vier Stunden zeitlich verschoben werden (Übertragungsnetzbetreiber 2023). Die Gesamtleistung dieser haushaltsnahen Flexibilitäten aus Elektrofahrzeugen, leichten Nutzfahrzeugen, Wärmepumpen und ca. 12 Mio. Heimspeichern führen laut einer Studie von Agora Energiewende und der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2023) zu einer erwarteten Gesamtleistung von 435 GW in 2035. Dies entspricht dem 5-fachen der Jahreshöchstlast 2022. Damit könnten in 2035 über 100 TWh Last bedarfsgerecht verschoben werden.

Bei marktdienlicher Flexibilität wird auf das Stromangebot reagiert, z. B. durch Verbrauchsreduktion bei geringem Stromangebot. Bei netzdienlicher Flexibilität wird auf Netzengpässe reagiert, z. B. wenn viele Elektrofahrzeuge an einem Netzstrang gleichzeitig geladen werden. Alleine durch eine intelligente zeitliche Steuerung der Ladevorgänge könnten 30–50% der Investitionskosten für den Verteilnetzausbau eingespart werden (Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, Regulatory Assistance (RAP) 2019).

Mit variablen Tarifen sollen Haushaltskunden einen finanziellen Anreiz erhalten ihren Verbrauch aktiv zeitlich zu verschieben. Im Strompreis für Haushaltskunden können sowohl der Anteil für die Strombeschaffung (marktdienlich) als auch der Anteil für die Netznutzungsentgelte (netzdienlich) variabel gestaltet werden. In Zeiten hoher Strompreise sollen Haushaltskunden weniger Strom verbrauchen und diesen Stromverbrauch in Zeiten mit niedrigeren Preisen nachholen. Perspektivisch ist zukünftig auch Arbitrage für Haushaltskunden mit Heimbatteriespeichern oder Vehicle-to-Grid fähigen Elektrofahrzeugen möglich: In Zeiten hoher Strompreise wird ins Netz eingespeist und in Zeiten niedriger Preise die Batterie geladen.

In diesem Beitrag wird der Begriff „flexibler Tarif“ als Oberbegriff für alle Tarife mit unterschiedlichen Tarifstufen verwendet. Eine Tarifstufe ist der Preis in ct/kWh, der für ein bestimmtes Abrechnungsintervall (mind. ¼-h) gilt. Bei „zeitvariablen Tarifen“ gelten z. B. feste Tarifstufen abhängig von der Tageszeit. Bei einem dynamischen Tarif (vgl. Kapitel 2) gibt es eine unbegrenzte Anzahl von Tarifstufen um den aktuellen Börsenstrompreis abzubilden.

2 Technische und regulatorische Rahmenbedingungen für Lastverschiebung

Um das Flexibilitätspotential durch Lastverschiebung technisch und regulatorisch zu ermöglichen, hat die Regierung in den letzten Monaten einer Reihe von Gesetzes- und Standardisierungsinitiativen gestartet bzw. verabschiedet. Die einzelnen Initiativen greifen ineinander und ergänzen sich. Die Gesamtheit dieser Initiativen ermöglicht nun sukzessive das Potenzial der Lastverschiebung im Prosumer-Haushalt zu heben. Der regulatorische Rahmen für Arbitrage und Netzeinspeisung aus Heim- oder Fahrzeugbatterien ist derzeit noch nicht definiert.

Der verpflichtende Smart Meter Rollout bildet die technische Basis für die Abrechnung von flexiblen Tarifen. Die Novelle der Technischen Richtlinie TR 01309-5 spezifiziert die sichere Übermittlung von Steuersignalen zu den steuerbaren Verbrauchseinrichtungen. Mit dem Universalbestellprozess sind die Prozesse und Datenformate zwischen den Akteuren zur Übermittlung von Steuer- und Tarifsignalen definiert. Die Pflicht für Lieferanten dynamische Tarife anzubieten, zwingt Lieferanten und Messstellenbetreiber ihre IT-Systeme für die Verarbeitung von großen Datenmengen zu ertüchtigen. Prosumer-Haushalte erhalten mit dem Sparpotential aus dynamischen oder anderen flexiblen Tarifen einen finanziellen Anreiz zum Einbau eines Heimenergiemanagementsystems (HEMS) für die automatisierte Lastverschiebung. Die Verpflichtungen aus § 14a EnWG zur netzdienlichen Lastreduktion und den damit zusammenhängenden reduzierten Netznutzungsentgelten sind ein weiterer Anreiz für Hausbesitzer, ein HEMS einzubauen. Darüber hinaus ist die Basis für variable Netzentgelte ab April 2025 gelegt, wodurch eine tarifbasierte Lastverschiebung zukünftig noch attraktiver für den Prosumer-Haushalt werden kann.

2.1 Verpflichtender Smart Meter Rollout

Die Voraussetzung für die Nutzung von flexiblen Tarifen wie z.B. einem dynamischen Tarif ist ein intelligentes Messsystem (iMSys, umgangssprachlich Smart Meter), das den Stromverbrauch alle 15 min erfasst und die Werte an die berechtigten Marktteilnehmer überträgt. Gemäß dem „Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende“ (GNDEW) müssen in Haushalten mit einem jährlichen Stromverbrauch von mehr als 6000 kWh, Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von mehr als 7 kW oder steuerbaren Verbrauchseinrichtungen verpflichtend intelligente Messsysteme installiert werden. Deutschlandweit sind dies aktuell ca. 5,2 Mio. Pflichteinbaufälle, d. h. ca. 10 % der 52,7 Mio. Zählpunkte (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2023). Die Anzahl der Pflichteinbaufälle wird aber angesichts des hohen Zubaus an Ladeinfrastruktur und Wärmepumpen auf über 15 Mio. bis 2030 prognostiziert (Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik und Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2021). Es gibt einen verbindlichen Ausbauplan, wonach bis Ende 2028 50 % und bis Ende 2030 95 % der genannten Haushalte mit intelligenten Zählern ausgestattet sein müssen [§ 45 des Messstellenbetriebsgesetz, MsbG]. Aber auch Haushalte mit geringerem Stromverbrauch haben einen Anspruch auf den Einbau eines Smart Meters [§ 34 Abs. 2 MsbG]. Alle Haushalte können ab 01.01.2025 bei ihrem Messstellenbetreiber (i. d. R. der Verteilnetzbetreiber) den

Einbau eines Smart Meters innerhalb von 4 Monaten verlangen. Die Preise für ein intelligentes Messsystem die ein Anschlussnutzer mit bis zu 10.000 kWh Jahresverbrauch oder einer EEG-Anlage < 15 kW zu bezahlen hat sind auf 20 €/a gedeckelt und damit nicht teurer als normale Zähler (moderne Messeinrichtung) [§ 30, MsbG]. Intelligente Messsysteme für steuerbare Verbrauchseinrichtungen kosten 50 €/a. Installationskosten fallen für den Anschlussnutzer in keinem Fall an.

2.2 Technische Richtlinie TR 01309-5 (Kommunikationsadapter)

Das Smart Meter Gateway (SMGW) mit integriertem Sicherheitsmodul bildet den Kern des iMSys. Mit der im Dezember 2023 vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) verabschiedeten TR 01309-5 werden Mindestanforderungen an die Kommunikationsadapter des SMGW spezifiziert (Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik 2023). Kommunikationsadapter sind logische Einheiten, die eine einheitliche und sichere kommunikative Anbindung an das SMGW unterstützen. Die Anbindung erfolgt über die TLS-Proxy-Funktion. Damit wird ein TLS-Proxy-Kanal von einem Kommunikationspartner im WAN über das SMGW zu einer Komponente im HAN aufgebaut. Vereinfacht ausgedrückt ist durch die TR 01309-5 ein Mindeststandard definiert, um Steuer- und Tarifsignale sicher und interoperabel von einem Marktpartner im WAN über das SMGW an das HEMS, die Steuerbox oder an steuerbare Verbrauchseinrichtungen zu übertragen. (Ein Überblick zu den Komponenten und zur Signalisierung findet sich in Kapitel 5.).

2.3 Universal-Bestellprozess (BK6-22-128)

Im November 2022 wurde der Universalbestellprozess von der Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur (BNetzA) (2022) verabschiedet. Der Universalbestellprozess definiert in Verbindung mit den prozessualen Regelwerken wie GPKE und WiM Strom alle relevanten Aspekte der Marktkommunikation wie z. B. Objekte, Datenformate, Prozesse, Konfigurationen, etc. Damit wurden die prozessualen Grundlagen für marktrollenübergreifende Kommunikation geschaffen. Dazu gehört z. B. die Abwicklung von Steuerungshandlungen innerhalb des iMSys zwischen einem Netzbetreiber oder Direktvermarkter (aEMT) und dem Messstellenbetreiber (MSB). Aber auch die Übertragung von Tarifsignalen vom Lieferanten über den MSB an das iMSys sind darin geregelt. Die bisherigen EDIFACT-Datenformate sind für die Übertragung von ad-hoc Steuersignalen nicht geeignet. Daher wird zum 01.04.2024 mit einer standardisierten Web-API ein neues, hochauflösendes Austauschformat zwischen den Marktrollen etabliert (BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft 2023a).

2.4 Festlegungen zur netzorientierten Steuerung nach § 14a EnWG (BK6-22-30 und BK8-22/010-A)

Die im November 2023 veröffentlichten Festlegungen der BNetzA (2023a, b) zum § 14a EnWG legen den Rahmen für die Leistungsreduktion von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen durch den Verteilnetzbetreiber fest. Diese verpflichtende, netz-

dienliche Steuerung ist unabhängig von der freiwilligen Lastverschiebung basierend auf flexiblen Tarifen und hat immer Vorrang. Der Gesetzgeber definiert vier verschiedene steuerbare Verbrauchseinrichtungen (SteuVE) als sogenannte § 14a-Anlagen, nämlich private Wallboxen, Wärmepumpen, Anlagen zur Kälteerzeugung und Anlagen zur Speicherung von Energie mit einer Nennleistung $>4,2\text{ kW}$ je steuerbare Verbrauchseinrichtung. Für die Steuerung der § 14a-Anlagen gibt es zwei verschiedene Varianten, zwischen denen der Anlagenbetreiber wählen muss. Die erste Variante ist die Einzelsteuerung der SteuVE. Im Falle einer Steuerung über ein iMSys bedeutet das, dass der Steuerbefehl des VNB direkt über die „Controllable Local System“ (CLS) – Schnittstelle des SMGW an das steuerbare Gerät, z. B. eine Wallbox, übertragen und die Leistung reduziert wird. Mit solch einem Eingriff kann die Wirkleistung auf maximal $4,2\text{ kW}$ limitiert werden. (Für Wärmepumpen und Klimaanlage $>11\text{ kW}$ wurde eine Untergrenze der Leistungslimitierung geschaffen, hier gilt: $P_{\min} = P_{\text{Nenn}} \times 0,4$).

Die zweite Variante begrenzt den Leistungsmaximalwert am Netzanschlusspunkt (NAP) und bezieht sich hierbei auf die Summe aller SteuVE. Die (intelligente) Verteilung des Gesamtlimits auf die SteuVE obliegt dem HEMS, welches gleichzeitig die nachweisliche Einhaltung des Leistungsmaximalwertes sicherstellt. In diesem Fall, kann die Leistung auf $4,2\text{ kW}$ pro SteuVE abzüglich eines Gleichzeitigkeitsfaktors (GZF) begrenzt werden. Für die grundsätzliche Berechnung (keine SteuVE $>11\text{ kW}$) gilt: $P_{\min} = 4,2\text{ kW} + (n_{\text{SteuVE}} - 1) \times \text{GZF} \times 4,2\text{ kW}$.

Der GZF wurde vorläufig festgelegt und beträgt $0,8\text{--}0,45$, je nach der Anzahl von SteuVE hinter dem NAP. (Als Referenz: Ein typischer Netzanschluss eines Einfamilienhauses hat $14,5\text{--}34\text{ kW}$).

Mit diesem Ansatz können mehrere Verbrauchseinrichtungen durch das HEMS miteinander verrechnet werden und so ist z. B. eine höhere Leistungsaufnahme durch den Einsatz einer Photovoltaikanlage möglich. Für die verbindliche Bereitstellung der beschriebenen Flexibilität erhält der Anlagenbetreiber eine Netzentgeltreduzierung (Bundesnetzagentur 2023a). Der Betreiber kann unter zwei verschiedenen Varianten wählen: Eine pauschale Kürzung der Netzentgelte von – je nach Netzgebiet – 110 und 190 € (brutto) pro Jahr. Die zweite Variante ist eine prozentuale Reduzierung des Netzentgelts um 60% . Technische Voraussetzung hierfür ist ein separater Zählpunkt für die steuerbare Verbrauchseinrichtung. Hat sich der Anlagenbetreiber für die pauschale Netzentgeltreduzierung entschieden, kann er sich ab April 2025 zusätzlich für ein zeitvariables Netzentgelt entscheiden. Der Netzbetreiber legt unterschiedliche Preisstufen innerhalb eines Tages fest, die die typische Auslastung seines Netzes berücksichtigen. In Zeiten mit hoher Netzauslastung ist das Netzentgelt teurer, in Zeiten mit niedriger Auslastung günstiger.

Die Festlegungen zum § 14a EnWG geben für den Prosumer-Haushalt einen großen Anreiz, die Flexibilitäten für die netzorientierte Steuerung über ein HEMS an das SMGW anzubinden. Das dafür installierte HEMS kann dann aber auch für die freiwillige, marktdienliche Lastverschiebung benutzt werden. D. h. durch die verpflichtende, netzorientierte Steuerung wird der Ausbau der Infrastruktur für das automatisierte Steuern basierend auf variablen Tarifen beschleunigt und verstärkt.

2.5 Dynamische Tarife (nach § 3, Abs. 31d des EnWG)

Mit dem im Mai 2023 in Kraft getretenem GNDEW sind ab 01.01.2025 alle Stromlieferanten zum Anbieten von dynamischen Stromtarifen an Letztverbraucher mit einem iMSys verpflichtet (Bundesrat 2023). Laut § 3, Abs. 31d des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) müssen dynamische Tarife die Preisschwankungen auf den Spotmärkten (Day-Ahead- und Intraday-Märkte) in deren Abrechnungsintervallen (1h oder 1/4h) widerspiegeln. Damit soll ein Anreiz für den Letztverbraucher zu einer Lastverschiebung in erzeugungsstarke und somit günstigere Zeiten gegeben werden. Zusätzlich zum dynamischen Tarif müssen Stromversorger ihren Kunden einen Tarif anbieten, der einen Anreiz zur Energieeinsparung oder zum sparsamen Umgang mit Energie bietet, wenn dies wirtschaftlich und technisch möglich ist. Das EnWG verweist insbesondere auf lastvariable oder zeitvariable Tarife [§ 41a Abs. 2 EnWG].

Die Abrechnung von dynamischen Tarifen erfordert ein viertelstündliches oder stündliches Messintervall (je nach Spotmarkt) entsprechend dem Tarifenanwendungsfall 7 (TAF7, Zählerstandgangmessung) (Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik 2021b). Dies zwingt Lieferanten und Messstellenbetreiber ihre IT-Systeme für große Datenmengen zu ertüchtigen. (Ein 15-minütiges Abrechnungsintervall entspricht ca. 35.000 Werten pro Jahr).

3 Aktueller Stand: Flexible Tarife in Deutschland

Das nachfolgende Kapitel skizziert die aktuelle Landschaft von flexiblen Tarifen in Deutschland. Zu diesem Zweck werden die derzeit am Markt auffindbaren dynamischen und variablen Tarife in jeweils einer Marktübersicht dargestellt. Anschließend werden die Ergebnisse von Experteninterviews zu dieser Thematik vorgestellt.

3.1 Marktübersicht dynamische Tarife

Zur Einordnung des aktuellen Standes von dynamischen Tarifen wurde eine Übersicht mit den derzeit am Markt befindlichen Anbietern angefertigt. Die Identifizierung der Anbieter erfolgte durch eine umfangreiche Internetrecherche mittels Suchmaschinen und Vergleichsportalen. Außerdem wurden anhand des Marktstammdatenregisters der BNetzA alle Stromlieferanten in Städten >100.000 Einwohner überprüft, ob diese dynamische Stromtarife anbieten. Gemäß § 41a Absatz 2 EnWG müssen Lieferanten, die mehr als 100.000 Letztverbraucher mit Strom beliefern heute schon dynamische Stromlieferverträge nach § 3 Absatz 31d anbieten. Diese Verpflichtung gilt jedoch nur für Verbraucher mit einem verbauten iMSys. Es ist möglich, dass einzelne Lieferanten dynamische Tarife an Bestandskunden anbieten, dieses Tarifangebot jedoch nicht über ihre Webseite publizieren. Diese Anbieter konnten in der Marktübersicht nicht erfasst werden.

Im Rahmen der Marktübersicht wurden 19 Anbieter (Stand November 2023) identifiziert, die dynamische Stromtarife für private Letztverbraucher über Ihre Web-

seite vermarkten. Für diese Stromlieferanten wurde eine Berechnung des jährlichen Strompreises vorgenommen (Abb. 1):

Die Berechnung der jährlichen nicht-dynamischen Basiskosten erfolgte auf der Grundlage eines jährlichen Verbrauchs in Höhe von 4000 kWh und gemäß der Preisauskünfte zum Stand 11.11.2023. Die Gesamtkosten wurden aus dem monatlichen oder jährlichen Grundpreis (brutto), dem Arbeitspreis (brutto) und evtl. anfallender monatlicher Kosten gebildet. Mit dem festen Arbeitspreis in Cent/kWh decken die Anbieter die Netznutzungsentgelte, Abgaben, Umlagen und darauf fällige Steuern ab. Der aus dem Börsenpreis bestehende dynamische Preisbestandteil ist in der Berechnung nicht enthalten. Der Kostenvergleich erfolgte für alle Anbieter für das Versorgungsgebiet 10115 Berlin, außer bei den ausschließlich regionalen Versorgern.

Die Marktübersicht hat ergeben, dass die jährlichen Gesamtkosten je nach Anbieter signifikant variieren (793,16–1337,28 €/a)¹. Es konnten drei verschiedene Varianten für die Vertriebsmarge bei dynamischen Tarifen identifiziert werden. Zum einen bepreisen die Anbieter den Tarif über eine (monatliche) Gebühr innerhalb des Grundpreises und zum anderen werden prozentuale (z. B. 3 %) oder absolute (z. B. 2,5 Cent/kWh) Aufschläge auf den Börsenpreis berechnet. Als dritte Variante konnte mit Rabot Charge ein Anbieter ermittelt werden, der eine Gebühr in Höhe von 20 % auf die rechnerische Ersparnis gegenüber dem Grundversorgungstarif berechnet. Innerhalb der Marktübersicht wurde eine Clusterung der Anbieter anhand des Vertriebsverhaltens vorgenommen:

3.1.1 Cluster 1

Die Anbieter des Cluster 1 werben meist aktiv für ihre dynamischen Tarife und sind zum Teil auf diese Art von Tarif spezialisiert. So können dieser Anbietergruppe die meisten Lieferanten zugeordnet werden, die Letztverbrauchern einen dynamischen Tarif auch ohne iMSys anbieten. (Entweder erfolgt die Abrechnung über ein zugrunde gelegtes Lastprofil oder es wird ein optischer Sensor auf der modernen Messeinrichtung (= digitaler Zähler) des Kunden angebracht. Über diesen Sensor werden die 1/4h- oder 1h-Messwerte über den privaten Internetanschluss des Kunden an den Lieferanten übermittelt.) Ein Teil der Anbieter in diesem Cluster legt zusätzlich zum Stromverkauf den Fokus auf die Steuerung und Optimierung des Stromverbrauchs sowie den Verkauf von Smart-Home Produkten. Gleichzeitig bieten die Anbieter dieses Clusters – im Vergleich zu denen der anderen Cluster – die lukrativsten Preise für die Letztverbraucher.

¹ aWATTar: 793,16 €/a; Wuppertaler Stadtwerke: 793,55 €/a; Tibber: 811,60 €/a; Stadtwerke Haßfurt (ohne Preisgrenze): 816,40 €/a; eprimo: 837,36 €/a; Entega: 847,32 €/a; e.on: 859,70 €/a; Ostrom: 862,24 €/a; ; Rabot Charge: 886,96 €/a; Appstrom: 890,52 €/a; enviaM: 895,48 €/a; Voltego 914,90 €/a; Lichtblick: 976,04 €/a; Naturstrom: 1136,00 €/a; STROMDAO: 1169,68 €/a; Stadtwerke Villingen-Schwenningen (SVS): 1228,96 €/a; Vattenfall: 1292,00 €/a; Yello: 1322,62 €/a; EnBW: 1337,28 €/a.

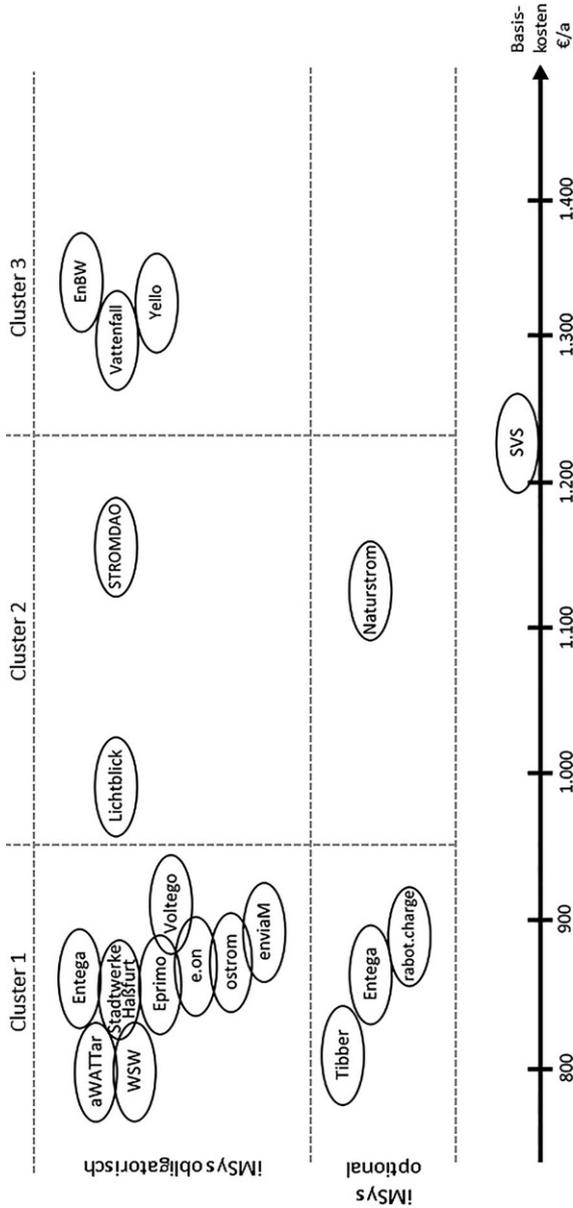


Abb. 1 Marktübersicht von Anbietern dynamischer Tarife nach § 3 EnWG

3.1.2 Cluster 2

Die Anbieter des Cluster 2 verfügen über ein weniger auffälliges bzw. aggressiveres Marketingverhalten. Jedoch kann das Anbieterverhalten für dynamische Tarife immer noch als aktiv beschrieben werden. Innerhalb der Marktübersicht wird diese Anbietergruppe als Energieversorger beschrieben, die sich am Markt für dynamische Tarife einfinden möchten.

3.1.3 Cluster 3

Die Anbieter des dritten Clusters zeichnen sich dadurch aus, dass das Angebot eines dynamischen Tarifs nicht aktiv erfolgt und durch einer zum Teil fehlenden Preistransparenz. Teilweise konnten die Preise erst auf Nachfrage in Erfahrung gebracht werden und es besteht keine Möglichkeit für den Letztverbraucher den Tarif ohne ein iMSys abzuschließen. Gleichzeitig weisen diese Lieferanten die höchsten Preise innerhalb der Marktübersicht auf. Aufgrund der genannten Merkmale, kann die These gewagt werden, dass diese Anbietergruppe einen dynamischen Tarif allen voran wegen der gesetzlichen Verpflichtung anbietet.

Der Anbieter SVS stellt innerhalb der Marktanalyse einen Sonderfall dar, da der dynamische Bestandteil des Energiepreises gemäß dem Preisverlauf des Spotmarktpreises (gewichtet mit dem Standardlastprofil H0) des Vormonats gebildet wird. Im jeweiligen Abrechnungsmonat kommt dann der mengengewichtete Durchschnitt des Spotmarktpreises zur Abrechnung (Stadtwerke Villingen-Schwenningen o.J.). Es besteht derzeit nicht die Möglichkeit zur Nutzung eines iMSys, um eine Abrechnung gemäß dem tatsächlichen Verbrauchsverhaltens abzubilden.

3.2 Marktübersicht variable Tarife

Neben den dynamischen Tarifen gem. EnWG, können die sogenannten variablen Tarife ebenfalls als flexible Tarifform genannt werden. Wie einleitend bereits beschrieben, verfügen variable Tarife über verschiedene Tarifstufen und ein Tarifstufenwechsel kann an verschiedene Parameter geknüpft sein. Das BSI unterscheidet in der Technischen Richtlinie 03109-1 (Version 1.0.1 von 2019) vier verschiedene Arten von variablen Tarifen, welche gleichzeitig Tarifierwendungsfälle darstellen (Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik 2019b).

3.2.1 Zeitvariable Tarife (TAF2)

Der TAF2 beschreibt einen zeitabhängigen Stromtarif mit mehreren Tarifstufen, wobei die Preisstufen für die Dauer der Tarifbindung vertraglich festgelegt und dem Kunden daher im Vorfeld bekannt sind. Zu dieser Tarifform werden auch klassische Hoch- und Niedertarife (HT/NT, früher meist mit Zweitarifzählern) gezählt. Heute können erweiterte HT/NT-Tarife am Markt gefunden werden, die mehrere Zeitscheiben (z.B. HT I, HT II, NT) aufweisen und bei denen die Einteilung der Zeitabschnitte frei wählbar ist.

3.2.2 Lastvariable Tarife (TAF3)

Der TAF3 stellt einen leistungsabhängigen Tarif für mehrere Laststufen dar. Die zugrundeliegende Leistung für die jeweilige Tarifstufe kann durch den Istwert oder durch einen Mittelwert bestimmt werden. Meist werden lastvariable Tarife mit Leistungsschwellen oder als Produkt für steuerbare Verbrauchseinrichtungen gestaltet.

3.2.3 Verbrauchsvariable Tarife (TAF4)

Bei einem verbrauchsvariablen Tarif wird die verbrauchte Energie in Verbrauchsstufen eingeteilt, wobei jede Stufe ein Mengenkontingent aufweist. Sobald das Kontingent der entsprechenden Stufe überschritten ist, erfolgt der Wechsel in die nächsthöhere Tarifstufe.

3.2.4 Ereignisvariable Tarife (TAF5)

Der TAF5 beschreibt einen ereignisabhängigen Stromtarif mit (definierten) Tarifstufen. Das bedeutet, dass ein Tarifstufenwechsel durch definierte Ereignisse ausgelöst wird. Die Ereignisse können entsprechend vordefinierter Regeln durch das SMGW oder HEMS intern oder durch einen externen berechtigten Akteur ausgelöst werden. Auch die Höhe der Tarifstufen kann – im Rahmen der vertraglichen Vereinbarungen zwischen Kunden und Lieferant – kurzfristig angepasst werden.

Der TAF2 ist in der aktuellen Technischen Richtlinie 03109-1 des BSI (2021b) als Anforderung an die Interoperabilität von intelligenten Messsystemen spezifiziert. Zu dem TAF3, 4 und 5 kann zusammenfassend gesagt werden, dass diese aktuell nicht mehr in der Technischen Richtlinie als Anforderung enthalten sind und dass für Letztverbraucher aktuell keine Tarife am Markt auffindbar sind.

3.3 Experteninterviews: Umsetzungsstand und Einschätzung zu flexiblen Tarifen

Die Hochschule Biberach führte im Jahr 2023 Experteninterviews mit 12 Stadtwerken, Energieversorgern und Energiedienstleistern durch². Das Ziel der Studie war es, ein Stimmungsbild zur Umsetzung von dynamischen Tarifen nach EnWG sowie den damit verbundenen Herausforderungen und Marktchancen zu erhalten. Außerdem wurde eine Einschätzung zu flexiblen Tarifen und deren zukünftige Ausgestaltung eingeholt. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden die Ergebnisse der Experteninterviews anonymisiert und in aggregierter Form wiedergegeben.

² Die semi-strukturierten Experteninterviews fanden im Zeitraum Mai-September 2023 statt und wurden mit den Geschäftsführern und Bereichsleitern Markt/Vertrieb der Stadtwerke, Lieferanten und Energiedienstleistern geführt. Die Auswertung erfolgte im Zeitraum Oktober-November 2023. Die Interviews wurden hierbei transkribiert, kodiert und inhaltlich ausgewertet (Rädiker und Kuckartz 2019).

3.3.1 Umsetzungsstand zur verpflichtenden Einführung von dynamischen Tarifen

Einer der befragten Lieferanten hat bereits einen dynamischen Tarif am Markt. Die meisten der anderen Befragten Lieferanten gaben an, dass sich ihr selbst gesetzter Zeitplan für die Einführung von dynamischen Tarifen verzögerte, da der Fokus in den Jahren 2022 und 2023 auf andere Themen gerichtet war. Hierbei wurden insbesondere die Bewältigung der Energiekrise und die Umsetzung der damit zusammenhängenden Maßnahmen (insbesondere der Strompreisbremse) genannt. Jedoch herrscht grundsätzlich Zuversicht, die gesetzlichen Fristen für die Markteinführung erfüllen zu können. Die technische Umsetzung von dynamischen Tarifen soll im Zuge von IT- und Rollout-Projekten, welche im Zusammenhang mit dem GNDWE stehen, erfolgen. Innerhalb dieser Projekte soll die Infrastruktur für dynamische Tarife aufgebaut und die IT-Systeme angepasst werden. Für die Abrechnung sei bei den meisten Stadtwerken zusätzliche Software-Lösungen notwendig, entweder durch Anpassung der bestehenden EDM-Systeme oder durch die Ergänzung von entsprechenden Modulen. Hierbei gehen die Befragten davon aus, dass dies nicht unerhebliche Ressourcen binden werde und hierbei auch der Fachkräftemangel eine Herausforderung darstellt. Ein Teil der Befragten gab an, dass bis zur endgültigen Erüchtigung der IT-Systeme die Abrechnung händisch vorgenommen wird.

3.3.2 Markteinschätzung zu dynamischen Tarifen

Die Befragung ergab, dass dynamischen Tarifen nach § 3 EnWG nur geringe Marktchancen eingeräumt werden. Die Befragten führten bei ihrer Einschätzung mehrere Gründe an. Zum einen geben derzeitig angebotene dynamische Tarife den Börsenpreis 1:1 (15-minütig oder stündlich) an die Endkunden, mit entsprechendem Aufschlag für Netzentgelte, Abgaben und Steuern, weiter. Wie in Kapitel 2 bereits beschrieben, erfolgt die Abrechnung über den TAF7, was große Datenmengen für die IT-Systeme des Messstellenbetreibers bedeutet und gleichzeitig eine hohe Komplexität für den Letztverbraucher bzgl. der Nachvollziehbarkeit seines Strompreises darstellt. Zum anderen haben die derzeit am Markt befindlichen dynamischen Tarife ein hohes Kostenrisiko für den Endkunden aufgrund der Volatilität des Marktes. Laut Einschätzung der Befragten sehen sie die vergangene Energiekrise mit sehr großen Preisausschlägen als großes Hemmnis für die Attraktivität eines solchen Tarifmodells. Des Weiteren wurde durch die Befragten angemerkt, dass ohne eine entsprechende Automatisierung der Prozesse in einem Prosumer-Haushalt (z. B. durch den Einsatz eines Energiemanagementsystems) keine Verhaltensänderung und somit keine Reaktion auf Preissignale zu erwarten sei. Aufgrund der genannten Gründe räumten die Befragten dynamischen Tarifen nur begrenzte Marktchancen ein und sehen das Tarifmodell als ein Nischenprodukt für ein sehr technikaffines und risikobereites Kundensegment. Eine optimistische Schätzung von einem Teil der Befragten nannte einen Anteil von maximal 20–30 % der Kunden, für die ein dynamischer Tarif relevant sein könnte. Zu dieser Schätzung wurde jedoch angemerkt, dass die Kundenstruktur von Stadtwerken und Grundversorgern grundsätzlich nicht besonders affin für solch ein Tarifmodell eingeschätzt wird.

3.3.3 Kundenanforderungen für flexible Tarifmodelle

Die Befragten stellten fest, dass bei flexiblen Tarifmodellen der Vorteil für den Kunden klar erkennbar sein muss, was allen voran seine Kostenersparnis betrifft. Des Weiteren wurde als Anforderung für zukünftige Tarifmodelle ein geringer Erklärungsbedarf genannt. Grundsätzlich sieht ein Großteil der Befragten flexible Tarife als eine Chance für das Anbieten neuer Produkte. Beispielsweise wurde häufig ein Bündelangebot bestehend aus Energiemanagementsystem, iMSys und flexiblem Tarif genannt. Für die Ausgestaltung von flexiblen Tarifen wurde durch die Interviewteilnehmer insbesondere das Thema Kostenrisiko in den Vordergrund gestellt. Ein Teil der Befragten gab an, dass ein dynamischer Tarif mit Cap und Floor vorstellbar sei. Ein Cap reduziert hierbei das Preisrisiko für den Kunden bei gleichzeitiger Chance auf eine positive Partizipation an Börsenpreisen. Ein Floor hingegen gewährleistet Beschaffungssicherheit für den Lieferanten. Außerdem gab ein Teil der Befragten an, dass sie regionale Preissignale als relevant für die Zukunft sehen. So kann lokal Akzeptanz für erneuerbare Energieanlagen in der Region geschaffen werden. Jedoch wird die grundsätzliche Bereitschaft zur aktiven Verhaltensänderung der Kunden von einem Großteil der Befragten als gering eingeschätzt. Diese Einschätzung verstärkt die Notwendigkeit einer entsprechenden Automatisierung der Verbrauchssteuerung. Zusammenfassend können auf Grundlage der Befragungen drei Merkmale für die Ausgestaltung von zukünftigen Tarifmodellen genannt werden: Einfach, transparent und risikoarm.

4 Drei-Stufen-Tarif als alternatives Tarifkonzept

Auf Grundlage der zuvor beschriebenen Experteninterviews wurde ein Konzept für einen Drei-Stufen-Tarif basierend auf dem TAF5 entwickelt. Das Ziel des Tarifkonzepts ist es, die von den Befragten genannten Nachteile eines dynamischen Tarifs zu minimieren und gleichzeitig die Vorteile zu erhalten. In seiner Basisversion beinhaltet das Tarifkonzept drei Tarifstufen. Grundsätzlich gilt für den Kunden die Base-Tarifstufe (mittlere Tarifstufe). Bei einem Überschreiten von vertraglich vereinbarten Schwellen löst der Lieferant ein entsprechendes Tarifereignis (E) und den Wechsel in die dann jeweils gültige Tarifstufe (Cap-Tarifstufe oder Floor-Tarifstufe) aus. Als Grundlage für einen solchen Tarifstufenwechsel gilt der Börsenpreis. In der beispielhaften Darstellung des Tarifkonzepts (vgl. Abb. 2) werden die verschiedenen Stufen anhand eines Tagesverlaufs dargestellt. Zuerst werden lediglich die drei Tarifstufen Floor, Base und Cap (rot) und die dazugehörigen Zeitpunkte t (schwarz) vorgestellt. Anschließend wird der Drei-Stufen-Tarif um die Grünstrom-Tarifstufe zum „Grünstromtarif“ erweitert.

4.1 Drei-Stufen-Tarif (ohne Grünstrom-Tarifstufe)

In der Zeit ab t_0 gilt die Base-Tarifstufe bis zum Zeitpunkt t_1 . Bei t_1 überschreitet der Börsenpreis den vereinbarten Schwellwert und der Kunde wechselt durch das Tarifereignis in die höhere (bzw. teurere) Tarifstufe (Cap). Das Tarifereignis E wird

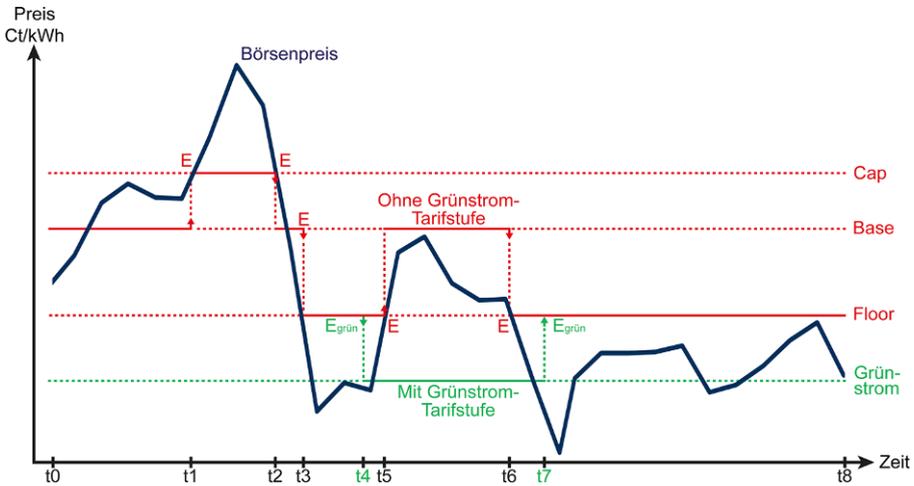


Abb. 2 Beispielhafte Darstellung des Tarifkonzepts (Drei-Stufen-Tarif) inkl. der Tarifstufe „Grünstrom“. Das Tarifereignis E löst einen Tarifstufenwechsel in die Tarifstufe Cap/Floor aus, wenn der entsprechende Schwellwert des Börsenpreises über- oder unterschritten wird. Wenn die Bedingung für die Grünstrom-Tarifstufe erfüllt ist, wird durch das Ereignis E_{grün} ein Tarifstufenwechsel in die Grünstrom-Tarifstufe ausgelöst. Der vereinbarte Grünstrompreis überlagert dann den Preis aus dem Drei-Stufen-Tarif

durch den Lieferanten ausgelöst (vgl. Kapitel 5). Der Kunde verbleibt in der Cap-Tarifstufe bis zum Zeitpunkt t₂. Bei t₂ wird durch das Unterschreiten des Schwellwertes ein erneutes Tarifereignis ausgelöst und somit der Wechsel zurück in die Base-Tarifstufe. Zum Zeitpunkt t₃ wird, durch den weiter fallenden Börsenpreis, ein erneutes Tarifereignis für den Wechsel in die niedrigere Tarifstufe (Floor) getriggert. Die Floor-Tarifstufe dauert bis zum Zeitpunkt t₅ an. Aufgrund eines erneuten Überschreitens des Schwellenwertes an der Börse gilt von t₅–t₆ die Base-Tarifstufe. Anschließend gilt aufgrund des fallenden Börsenpreises ab dem Zeitpunkt t₆ bis zum Ende des Betrachtungszeitraums (t₈) die Floor-Tarifstufe.

4.2 Drei-Stufen-Tarif mit Tarifstufe Grünstrom (Grünstromtarif)

Der ereignisabhängige Tarifstufenwechsel innerhalb der TAF5-Systematik ermöglicht die Erweiterung des oben beschriebenen Drei-Stufen-Tarifs beispielsweise um eine „Grünstrom“-Tarifstufe. Die Grünstrom-Tarifstufe bildet z. B. regionale Erzeugungsgegebenheiten ab. Das bedeutet, dass Preiseffekte, die durch eine hohe Erzeugung aus eigenen Anlagen des Lieferanten entstehen, ad hoc an die Letztverbraucher weitergegeben werden können. Gleichzeitig wird für die Kunden ein Anreiz geschaffen, Lasten in diese besonders günstigen Zeiten zu verschieben. Der Lieferant hingegen kann so Anreize schaffen, den Stromverbrauch seiner Kunden zu erhöhen und die Kosten für Ausgleichsenergie bei einer Überproduktion zu senken. Im weiteren Verlauf dieses Beitrages wird der Drei-Stufen-Tarif inkl. der Tarifstufe „Grünstrom“ als „Grünstromtarif“ bezeichnet. Eine mögliche Ausgestaltungsvarianter ist in Kapitel 6.6 beschrieben.

Wie in der Abb. 2 dargestellt, erfolgt der Wechsel in die Tarifstufe „Grünstrom“ ebenfalls durch ein Tarifereignis ($E_{\text{grün}}$), das durch den Lieferanten ausgelöst wird (vgl. Kapitel 5). In diesem Fall überlagert die Grünstrom-Tarifstufe und der damit verbundene Grünstrompreis die anderen Tarifstufen. In dem beispielhaft dargestellten Tagesverlauf wechselt der Kunde zum Zeitpunkt t_4 von der Floor-Tarifstufe in die Grünstrom-Tarifstufe. Diese Stufe dauert dann bis zum Zeitpunkt t_7 (t_5 und t_6 entfallen) an. Anschließend wechselt der Kunde durch ein erneutes Tarifereignis ($E_{\text{grün}, t_7}$) in die Floor-Tarifstufe.

4.3 Vorteile des Drei-Stufen-Tarifs und Optimierungspotentiale

In dem beispielhaft dargestellten Drei-Stufen-Tarif stellt die Cap-Tarifstufe den maximalen und die Floor-Tarifstufe den minimalen Preis dar. Diese Information wird durch das SMGW an das HEMS transferiert und eine preisorientierte Steuerung von Verbrauchern (z. B. Wallbox, Wärmepumpe, Batteriespeicher) kann erfolgen. Das HEMS berechnet anhand des am Vortag bereits bekannten Preisverlaufs den optimalen Zeitpunkt für den Betrieb der steuerbaren Verbraucher unter Berücksichtigung der Nutzerpräferenzen und äußeren Faktoren wie z. B. den Heizbedarf oder das Nutzerverhalten beim Laden von Elektrofahrzeugen. Es wird auch – sofern vorhanden – die Eigenerzeugung durch eine PV-Anlage und der Ladezustand des Batteriespeichers berücksichtigt. Mit dem Drei-Stufen-Tarif ist, wie bei einem dynamischen Tarif, die Lastverschiebung in günstige Zeiten und gleichzeitig eine Kostenersparnis für den Letztverbraucher durch die Partizipation am Markt möglich. Jedoch wird beim Drei-Stufen-Tarif das Kostenrisiko minimiert und auch die Komplexität für die Kunden (vgl. Kapitel 3) reduziert. Die reduzierte Komplexität beschreibt in diesem Fall insbesondere die vereinfachte Nachvollziehbarkeit des Strompreises für die Kunden. Der Strompreis ändert sich nicht stündlich, sondern nur wenige Male pro Tag in drei definierten Preisstufen.

Als ein weiterer Vorteil können die verringerten Datenmengen im Vergleich zu einem dynamischen Tarif genannt werden. Die Day-Ahead-Preise werden in drei Tarifstufen gebündelt und entsprechend im intelligenten Messsystem erfasst. Dadurch müssen deutlich weniger Daten transferiert und in den Backend-Systemen verarbeitet werden als bei dynamischen Tarifen mit 24-Stundenwerten (vgl. Kapitel 2).

Das vorgeschlagene Tarifkonzept auf Basis von ereignisvariablen Tarifen (TAF5) ermöglicht auch, dass ein Lieferant kurzfristig auf die Erzeugungsgegebenheiten reagieren bzw. diese an den Kunden weitergeben kann. Im Vergleich zu einem zeitvariablen Tarif (TAF2) können mit der TAF5-Systematik die Preisstufen bzw. Ereignisse einfacher und flexibler verändert werden. (Innerhalb des TAF2 müssen die Umschaltzeitpunkte, also zu welchem Zeitpunkt die Tarifstufe wechselt, jeweils fest im SMGW parametrisiert werden. Diese können nur durch eine Neuparametrisierung geändert werden. (Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik 2019a)).

Aus Sicht der Autoren wird diese Tarifausgestaltung, insbesondere bei der Anbindung von regionalen erneuerbaren Erzeugungsanlagen, auf große Akzeptanz bei den Letztverbrauchern stoßen und gleichzeitig ein Differenzierungsmerkmal für den Lieferanten darstellen.

5 Umsetzung/Signalisierung SMGW

Zur Umsetzung des in Kapitel 4 beschriebenen Tarifs ist eine komplexe Signalisierung zwischen den beteiligten Akteuren notwendig. Grundsätzlich stehen innerhalb des SMGW zwei Netzwerkschnittstellen für die kommunikative Anbindung zur Verfügung. Zum einen das Wide-Area-Network (WAN) für die Anbindung von aktiven externen Marktteilnehmern (aEMT) sowie den Gateway-Administrator (GWA) und zum anderen das Home-Area-Network (HAN) für die Anbindung von steuerbaren Anlagen. Wie einleitend bereits beschrieben, wurde durch die TR 01309-5 die Anforderungen für eben diese kommunikative Anbindung definiert. Für die in diesem Beitrag beschriebenen Tarifkonzepte erfolgt die Steuerung der Anlagen über das HEMS, welches über die TLS-Proxy-Funktion an das SMGW angebunden ist. Die Abb. 3 illustriert die logischen Kommunikationsschnittstellen zwischen SMGW und HEMS sowie die Art der Datenübertragung.

Wie aus der Beschreibung der Tarifkonzepte (vgl. Kapitel 4) hervorgeht, werden die Ereignisse für einen Tarifstufenwechsel im WAN durch den Lieferanten ausgelöst. Für die Signalisierung der Tarifstufe „Grünstrom“ sendet der Lieferant (in der Rolle des aEMT) eine Anfrage für den Tarifstufenwechsel an den GWA als autorisierten Akteur. Der GWA wiederum sendet die Tarifumschaltanweisung an das SMGW, wie in Abb. 4 dargestellt. Diese Art der Signalisierung ist nach der aktuellen Spezifikation des Stufenmodells Version 1–2 des BSI (2021a) bereits möglich, da eine bidirektionale Kommunikation zwischen GWA und SMGW erlaubt ist.

Für die Signalisierung des vorgestellten Drei-Stufen-Tarifs (vgl. Abb. 5), werden die den Tarifstufen zugrunde liegenden Tarifinformationen ebenfalls an den GWA transferiert. Der GWA legt die Tarifinformationen in die jeweiligen Register des SMGW ab. Für den folgenden Tag gelten dann die jeweiligen Tarifstufen. Die Tarifinformationen werden im HAN an das HEMS übertragen für eine preisoptimierte Steuerung.

Grundlegend sind auch noch andere Arten der Signalisierung möglich, welche jedoch Änderungen an den aktuellen Spezifikationen des SMGW notwendig machen. Die verschiedenen Arten der Signalisierung wurden, auf andere Anwendungsfälle angepasst, durch die Autoren Kübler et al. (2023) und Grandel et al. (2023) bereits beschrieben.

6 Quantitativer Vergleich und Varianten des Drei-Stufen-Tarifs

Unsere Tarifkonzepte beschreiben drei Varianten von dreistufigen Tarifen, die jeweils einem Ein-Tarif sowie einem dynamischen Tarif nach § 3, Abs. 31d des EnWG gegenübergestellt werden. Die Datengrundlage bilden die Auktionsergebnisse der Day-Ahead Auktion der EPEX SPOT. Zusätzlich zu den reinen Energiepreisen werden einheitlich die durchschnittlichen Abgaben und Umlagen sowie die Stromsteuer des Jahres 2023 zu Grunde gelegt (BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft 2023b). Die Höhe dieser Preisbestandteile beträgt 14,595 Cent je Kilowattstunde. Hinzu kommt eine angenommen Vertriebsmarge von 5 % auf die

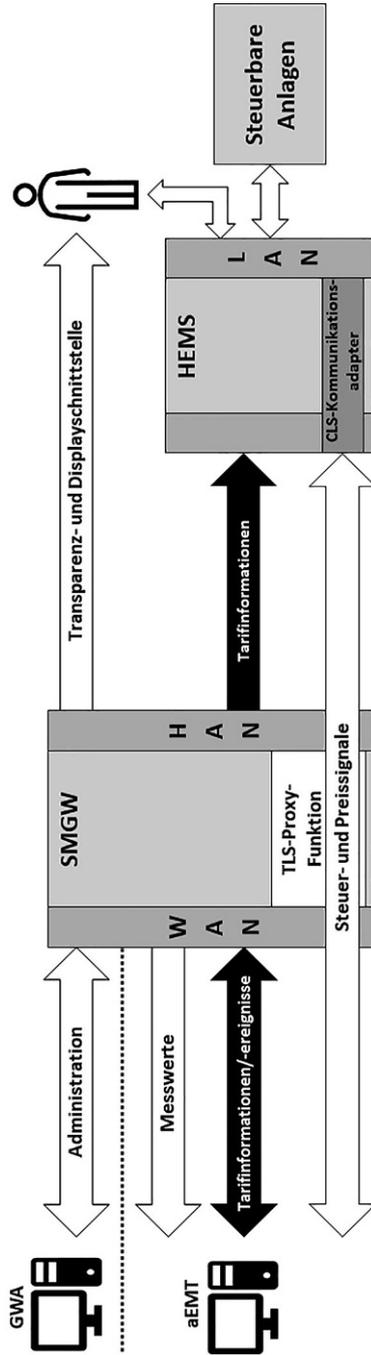


Abb. 3 Logische Kommunikationsschnittstellen zwischen SMGW und HEMS

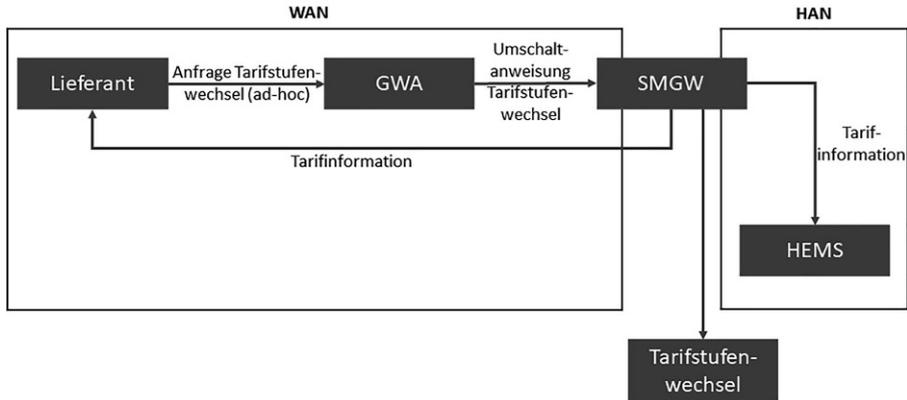


Abb. 4 Signalisierung für einen ad-hoc Tarifstufenwechsel (Grünstromtarif)

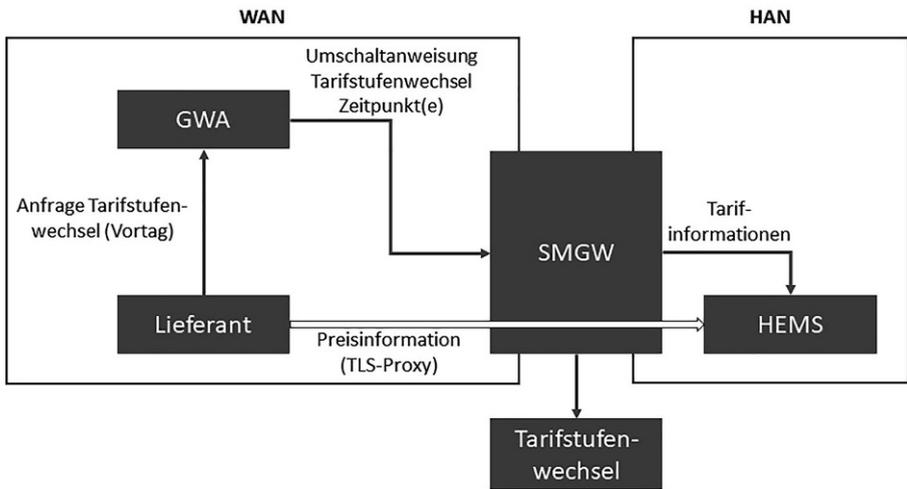
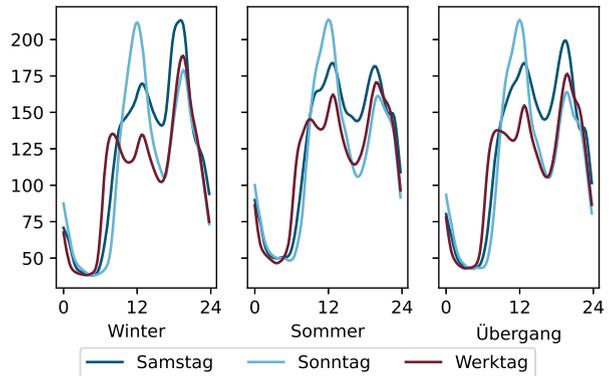
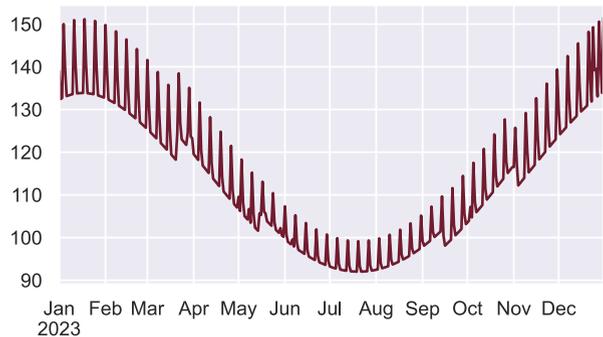


Abb. 5 Signalisierung für einen Tarifstufenwechsel innerhalb des Drei-Stufen-Tarifs

Energiepreise sowie die Mehrwertsteuer in Höhe von 19% auf die jeweiligen Nettopreise.

Standardlastprofile kommen in der Energiewirtschaft zur Anwendung um die Lastverläufe von Kunden abschätzen zu können, die im Gegensatz zu Großkunden nicht täglich ausgelesen werden. Sie bilden damit eine wichtige Grundlage für die Energiebeschaffung und die Kalkulation von Strompreisen. Haushaltskunden werden unter dem Haushaltsprofil H0 (BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft 1999) aggregiert betrachtet. Abb. 6 zeigt die Differenzierung des Profils hinsichtlich Saison und Wochentag. Zur Berechnung des Verbrauchsverlaufs über das Jahr wird das Profil in Abhängigkeit des Tages im Jahr dynamisiert, um starke saisonale Sprünge zu vermeiden und den gesteigerten Verbrauch im Winter sowie verminderten Verbrauch im Sommer abzubilden (siehe Abb. 7). Das H0 Profil

Abb. 6 Tagesverlauf SLP H0**Abb. 7** Dynamisierter Jahresverlauf SLP H0

bildet die Grundlage zur Kalkulation unseres Ein-Tarif-Referenzpreises sowie zur monetären Bewertung des vorgestellten Drei-Stufen-Tarifmodells.

Im Kontext der Diskussion um Tarifmodelle im Energiemarkt, insbesondere bezogen auf die Strompreisgestaltung, wird im Folgenden eine Übersicht der verschiedenen Tarifmodell-Varianten gegeben. Diese Modelle zielen darauf ab, eine effiziente und flexible Preisgestaltung zu ermöglichen, die sich an den dynamischen Marktbedingungen und den Schwankungen der Energieerzeugung, insbesondere aus erneuerbaren Quellen, orientiert. Die dargestellten Tarifvarianten umfassen:

Ein-Tarif-Modell Ein Standardansatz, der sich auf die mittleren Day-Ahead-Marktpreise stützt und diese mit einem festgelegten Lastprofil (SLP H0) verrechnet, um einen einheitlichen Preis für das gesamte Jahr zu ermitteln.

Dynamischer Tarif Dieses Modell entspricht dem stündlich aufgelösten Day-Ahead-Marktpreis, zuzüglich Steuern, Umlagen und einer Vertriebsmarge. Ziel ist es, die Kosten direkt an die Marktpreisschwankungen zu koppeln. Dieser Tarif entspricht den Anforderungen an einen dynamischen Tarif nach § 3, Abs. 31d des EnWG (siehe Kapitel 2).

Drei-Stufen-Tarif und Varianten Diese Tarife unterteilen die Preisgestaltung in drei Stufen (floor, base, cap) mit dem Ziel, die Preisvolatilität zu glätten und den Verbrauchern eine gewisse Risikoreduktion zu bieten. Varianten wie der Drei-Stufen-Fix-Step-Tarif und der Drei-Stufen-Tarif-optimiert erlauben tägliche Anpassungen und nutzen Optimierungsalgorithmen, um die Tarifstufen präziser an die Marktlage anzupassen.

Grünstromtarif Eine Erweiterung, die eine zusätzliche vierte Tarifstufe einführt, welche aktiviert wird, wenn der Energieverbrauch hauptsächlich durch erneuerbare Energien gedeckt wird. Dieser Tarif fördert den Verbrauch, wenn die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien hoch ist.

Der Base-Preis des Drei-Stufen-Tarifs einschließlich seiner Varianten und der Grünstrom-Erweiterung wird an den Preis des Ein-Tarif-Modells angeglichen. Die Preisstufen Cap und Floor sind so festgelegt, dass der Median des Drei-Stufen-Tarifs und seiner Varianten mit dem Median des Ein-Tarif-Modells übereinstimmt. Dazu werden die Stufen täglich neu berechnet, was die Vergleichbarkeit der Modelle gewährleistet. Darüber hinaus könnten für die zukünftige praktische Umsetzung dieser Tarife im Markt auch andere Preisniveaus und Festlegungen für die einzelnen Stufen in Betracht gezogen werden.

Die anschließenden Tabellen (siehe Tab. 1 und 2) liefern eine kompakte Zusammenfassung und eine detaillierte Übersicht der quantitativ analysierten Tarifmodelle und ihrer Unterschiede. Es wird deutlich, dass die Konzeption dieser Tarife darauf ausgerichtet ist, eine Balance zwischen Marktgerechtigkeit, Anreiz zur Nutzung erneuerbarer Energien und Preisstabilität für den Verbraucher zu schaffen.

Die Tab. 1 bietet eine quantitative Übersicht der analysierten Tarifmodelle.

Tab. 1 Monetärer Vergleich der Tarifkonzepte

Ein-Tarif	Drei-Stufen-Tarif	Grünstromtarif		Dynamischer Tarif	Drei-Stufen-Fix-Step-Tarif	Drei-Stufen-Tarif optimiert
29,76 ct	Floor 27,26 ct	Green: 24,76 ct	Durchschnitt:	29,26 ct	29,23 ct	29,24 ct
	Base 29,76 ct	Floor: 27,26 ct	Median:	29,62 ct	29,68 ct	29,62 ct
	Cap 32,26 ct	Base: 29,76 ct	Standardabweichung:	5,95 ct	4,93 ct	5,61 ct
		Cap: 32,26 ct				

Tab. 2 Eigenschaften der Tarifkonzepte

	Ein-Tarif	Drei-Stufen-Tarif	Grünstromtarif	Dynamischer Tarif	Drei-Stufen Fix-Step-Tarif	Drei-Stufen-Tarif optimiert
Tarifwechselbedingung:	Keine	DA _{Price} Perzentile	EE-Erzeugung	Keine	DA _{Price} Perzentile	DA-Preisoptimierung
Tarifstufenaktualisierungsfrequenz:	Jährlich	Jährlich	Ad hoc	Täglich	Täglich	Täglich
Grad der Dynamisierung:	-	+	+	+++	++	++

Tab. 2 bietet eine detaillierte Übersicht über die logisch bedingten Unterschiede der Tarifmodelle. Zu den wesentlichen Differenzierungsmerkmalen gehören die Bedingungen für Tarifwechsel, die bei den meisten Tarifen an den Day-Ahead-Strompreis gekoppelt sind, sowie die Frequenz der Tarifstufen-Aktualisierung, die entweder ad hoc, jährlich oder täglich erfolgen kann.

In den nachfolgenden Abschnitten erfolgt eine detaillierte Darstellung der Berechnungsmethodik für die einzelnen Tarife. Zudem werden die daraus resultierenden Jahresverläufe für das Jahr 2023 präsentiert.

6.1 Ein-Tarif

Als Referenz wird der Ein-Tarif herangezogen, der wie folgt definiert ist: Die stündlichen Day-Ahead Market-Clearing-Preise des Jahres 2023 werden gewichtet mit dem Profilwert des H0-Standardlastprofils. Die Berechnung erfolgt anhand folgender Formel:

$$\sum_{t=1}^{8760} \frac{DA_{\text{price}}(t) * H0_{\text{value}}(t)}{1000}$$

Hierbei gibt $DA_{\text{price}}(t)$ den Market-Clearing-Preis der Stunde t und $H0_{\text{value}}(t)$ den mittleren Profilwert der Stunde t . Die Standardlastprofile sind auf 1000 kWh normiert. Der so berechnete Energiepreis von 9,916 Cent/kWh führt nach Ergänzung der Vertriebsmarge von 5 %, den Netznutzungsgebühren, Abgaben- und Steueranteil von 14,595 Cent/kWh und der Mehrwertsteuer zu einem Einheitspreis von 29,76 Cent/kWh.

6.2 Dynamischer Tarif

Dieser Tarif basiert auf den stündlich aufgelösten Day-Ahead Market-Clearing-Preisen des Jahres 2023. Der Day-Ahead-Preis wird in jeder Stunde mit denselben Steuern und Umlagen sowie der Marge des Einheitspreises saldiert. Zusätzlich wird die Mehrwertsteuer in Höhe von 19 % addiert.

In Abb. 8 wird das Tarifschema anschaulich präsentiert. Die Darstellung auf der Ordinate umfasst die Uhrzeiten, während die Abszisse die Monate des Jahres abbildet. Die verwendete Farbskala (Colormap) repräsentiert den Endpreis für den Kunden, ausgedrückt in Cent je Kilowattstunde. Diese Farbcodierung und Achsenbeschriftung gelten ebenso für alle nachfolgenden Diagramme ähnlicher Art in dieser Veröffentlichung. Der Day-Ahead-Preis wird neben der Photovoltaik-Erzeugung von verschiedenen Faktoren beeinflusst. Laut dem Fraunhofer ISE-Bericht „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland“ sind die Preise, insbesondere in den Monaten März bis Oktober zur Mittagszeit, tendenziell niedriger, was sich durch die dominierende Photovoltaikerzeugung während dieser Stunden erklären lässt (Wirth 2024). Am Vormittag und in den Abendstunden hingegen steigen die Preise an, was auf Lastspitzen zurückzuführen ist. In den Wintermonaten (November bis Februar) weicht dieses Muster ab. Darüber hinaus können sowohl hohe als auch niedrige Preise zu unterschiedlichen Tageszeiten auftreten, was auf die verstärkte Windener-

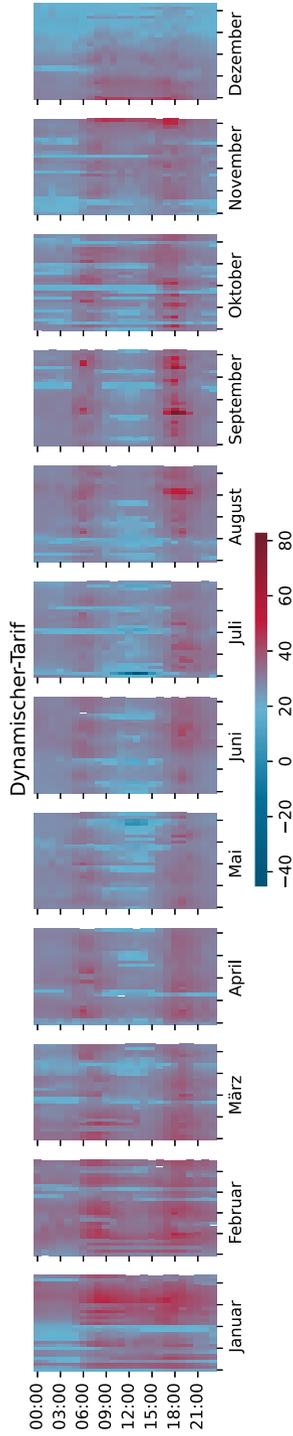


Abb. 8 Dynamischer Tarif

gieerzeugung in diesen Monaten zurückzuführen ist (Agora Energiewende 2024). Es ist zudem anzunehmen, dass der steigende Anteil der erneuerbaren Energien im deutschen Strommix diese Preisstruktur weiter akzentuieren wird. In 2023 war der günstigste Day-Ahead Market-Clearing-Preis bei -500 €/MWh (negativer Preis) und der teuerste Preis bei 524 €/MWh . Addiert man dazu Netznutzungsgebühren, Abgaben, Steuern und Marge, ergibt sich eine Spanne für den Endkundenpreis von $-45,11 \text{ ct/kWh}$ bis $+82,88 \text{ ct/kWh}$.

6.3 Drei-Stufen-Tarif

Der Drei-Stufen-Tarif basiert auf dem Konzept eines risikofreien Tarifs für den Kunden. Die mittlere Preisstufe, Base, entspricht dem standardisierten Einheitspreis. Die höhere Preisstufe, Cap, wird als der gewichtete Day-Ahead-Einheitspreis zuzüglich eines Aufschlags von zwei Cent definiert. Zu diesem Preis werden zusätzlich Steuern und Abgaben addiert. Die niedrigere Stufe, Floor, ergibt sich durch eine Reduktion des Einheitspreises um zwei Cent plus Steuern und Abgaben.

Der Wechsel zwischen diesen Tarifstufen basiert auf dem Day-Ahead-Preisverlauf des Jahres 2023. Ein Übergang von der Base-zur Cap-Stufe findet statt, sobald der Day-Ahead-Preis das 75 %-Perzentil überschreitet. Der Wechsel von der Base-zur Floor-Stufe erfolgt, wenn der Preisverlauf das 31,02 %-Perzentil unterschreitet. Die Vergleichbarkeit des Drei-Stufen-Tarifs mit dem Ein-Tarif wird dadurch erreicht, dass die Perzentile, welche die Stufenumschaltung auslösen, so gewählt sind, dass ein Kunde mit einem Standardlastprofil H0 und ohne Verschiebemöglichkeit von Lasten bei beiden Tarifen mit identischen Stromkosten rechnen kann. In Abb. 9 wird der Drei-Stufen-Tarif für das Jahr 2023 visualisiert. Diese Darstellung offenbart Parallelen zum dynamischen Tarif, insbesondere in Bezug auf die Phasen hoher und niedriger Preise. Im Vergleich dazu ermöglicht jedoch die Strukturierung in drei feste Stufen, die über das gesamte Jahr in ihrer Höhe konstant bleiben, eine signifikante Reduktion der Komplexität.

6.4 Drei-Stufen-Fix-Step-Tarif

Als eine spezifische Variante des Drei-Stufen-Modells unterscheidet sich der Drei-Stufen-Fix-Step-Tarif dadurch, dass sowohl die Tarifstufen in Cent pro Kilowattstunde als auch die Triggerpunkte, also die Perzentile, die einen Stufenwechsel auslösen, täglich neu festgelegt werden. Dies steht im Kontrast zum Drei-Stufen-Tarif, bei dem die Tarifstufen und Triggerpunkte über längere Zeiträume hinweg konstant bleiben. Der Drei-Stufen-Fix-Step-Tarif repräsentiert einen dynamischen Ansatz in der Tarifgestaltung, der die stündlich aufgelösten Day-Ahead-Preise auf einer täglichen Basis analysiert und in drei Quartilbereiche segmentiert. Im Folgenden ist beschrieben wie die Tarifstufen Floor, Base und Cap festgelegt werden:

- Floor-Stufe: Diese Stufe entspricht dem unteren 25 %-Quantil der täglichen Day-Ahead-Preise, was sie zum niedrigsten Tarifsegment macht. Die Floor-Stufe fungiert als untere Preisgrenze und wird für Preise unterhalb des 25 %-Quantils angewendet.

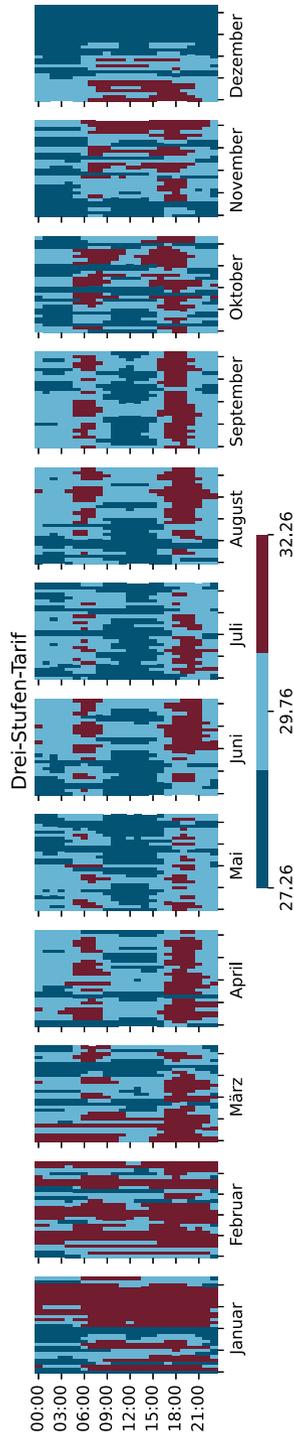


Abb. 9 Drei-Stufen-Tarif

- Base-Stufe: Die Base-Stufe ist durch den Mittelwert der täglichen Preise definiert. Diese zentrale Position im Preisgefüge spiegelt den durchschnittlichen Marktpreis wider und dient als Standardtarifstufe.
- Cap-Stufe: Die Cap-Stufe wird an der Grenze zum oberen 75 %-Quantil angesetzt. Diese repräsentiert die Obergrenze der Tarifstruktur und wird für die höchsten Preise innerhalb des 75 %-Quantils angewendet.

Der Drei-Stufen Fix-Step-Tarif nutzt die Variabilität der stündlichen Day-Ahead-Preise und passt die Tarifstufen täglich neu an. Diese dynamische Anpassung ermöglicht eine fein abgestimmte Reaktion auf Marktveränderungen und trägt zu einer effizienten und marktgerechten Preisgestaltung bei, reduziert die Komplexität jedoch auf drei Tarifstufen.

Die Zielfunktion des Modells minimiert die quadratische Abweichung zwischen den ausgewählten Tarifen (Floor, Base und Cap) und den Day-Ahead-Marktpreisen:

$$\min \sum_{t=0}^{n-1} \left(\text{floor}_{\text{bin}}(t) * (\text{DA}_{\text{price}}(t) - \text{floor})^2 + \text{base}_{\text{bin}}(t) * (\text{DA}_{\text{price}}(t) - \text{base})^2 + \text{cap}_{\text{bin}}(t) * (\text{DA}_{\text{price}}(t) - \text{cap})^2 \right)$$

In der beschriebenen Zielfunktion sind binäre Entscheidungsvariablen $\text{floor}_{\text{bin}}(t)$, $\text{base}_{\text{bin}}(t)$ und $\text{cap}_{\text{bin}}(t)$ für jede Stunde eines Tages integriert, um festzulegen, welches Preisniveau (Floor, Base oder Cap) wann gilt.

Ein wesentlicher Aspekt des Drei-Stufen-Fix-Step-Tarif ist die Implementierung von Bedingungen, die sicherstellen, dass eine Tarifstufe, einmal ausgewählt, für eine festgelegte Mindestdauer, benannt als „minimum duration tariff level“ (mdtl), unverändert bleibt. Diese Mindestdauer sichert, dass eine einmal ausgewählte Tarifstufe für eine bestimmte Anzahl aufeinanderfolgender Stunden t beibehalten bleibt, was zur Konsistenz und Vorhersehbarkeit in der Tarifgestaltung beiträgt.

Die folgenden drei Formeln auch als Kontinuitätsformeln bezeichnet, die hier beispielhaft für $\text{floor}_{\text{bin}}$ aufgeführt sind, gelten analog auch für base_{bin} und cap_{bin} . Aus Platzgründen werden sie jedoch nur für $\text{floor}_{\text{bin}}$ dargestellt:

Die Anfangsbedingung stellt sicher, dass die bei Beginn eines Tages die gewählte Tarifstufe für mindestens mdtl aufeinanderfolgende Zeitpunkte beibehalten wird.

$$\sum_{i=0}^{\text{mdtl}-1} \text{floor}_{\text{bin}}(i) \geq \text{mdt} * \text{floor}_{\text{bin}}(0)$$

Die fortlaufende Bedingung gewährleistet, dass, wenn die Preisstufe zu einem Zeitpunkt t gewählt wird und diese zum vorherigen Zeitpunkt $t-1$ nicht gewählt war, diese für die folgenden mdtl Zeitpunkte beibehalten wird.

$$\sum_{i=t}^{t+\text{mdtl}-1} \text{floor}_{\text{bin}}(i) \geq \text{mdtl} * (\text{floor}_{\text{bin}}(t) - \text{floor}_{\text{bin}}(t-1))$$

Die Endbedingung sorgt dafür, dass eine gewählte Preisstufe für mindestens die letzten mdtl Zeitstufen des Tages gesetzt ist.

$$\sum_{i=n-\text{mdtl}}^{n-1} \text{floor}_{\text{bin}}(i) \geq \text{mdtl} * \text{floor}_{\text{bin}}(n-1)$$

Diese Nebenbedingung gewährleistet das zu jedem Zeitpunkt eine Tarifstufe ausgewählt sein muss.

$$\text{floor}_{\text{bin}}(t) + \text{base}_{\text{bin}}(t) + \text{cap}_{\text{bin}}(t) = 1$$

Die Implementierung des Optimierungsmodells erfolgt durch Iteration über die nach Tagen gruppierten Day-Ahead-Preisdaten, wobei für jeden Tag ein separates Optimierungsproblem gelöst wird. Die Ergebnisse dieser täglichen Optimierungen werden anschließend zusammengeführt, um einen kohärenten Tarif zu erstellen. Zu dem Tarif werden, wie in den anderen Tarifen, die Vertriebsmarge von 5 %, die Umlagen und Steuern von 14,595 Cent/kWh und die Mehrwertsteuer hinzugerechnet.

In Abb. 10 wird der für das Jahr 2023 resultierende Drei-Stufen Fix-Step-Tarif dargestellt. Im Vergleich zum Dynamischen-Tarif zeigt sich eine deutliche Reduzierung der Komplexität, wenngleich diese höher ausfällt als im Drei-Stufen-Tarif. Diese Beobachtung lässt sich primär auf die täglichen Anpassungen der Tarifstufen zurückführen. Ferner wird der signifikante Einfluss von Photovoltaik- und Windenergie auf die Preisgestaltung in Abb. 10 klar ersichtlich.

6.5 Drei-Stufen-Tarif-optimiert

Der im Folgenden beschriebene „Drei-Stufen-Tarif-optimiert“ ist eine Variante des Drei-Stufen-Tarifs und basiert auch auf den stündlich aufgelösten Day-Ahead-Preisen des Jahres 2023. Er zielt ebenfalls darauf ab, die Komplexität im Vergleich zu dynamischen Tarifen zu reduzieren. Dieser Tarif zeichnet sich durch seine methodische Herangehensweise aus, bei der die Tarifstufen auf der Grundlage von Optimierungsalgorithmen und nicht, wie im Drei-Stufen-Fix-Step-Tarif, durch festgelegte Quartile bestimmt werden. Diese Vorgehensweise ermöglicht eine adaptivere und präzisere Tarifstrukturierung, die sich eng an den sich wandelnden Marktdynamiken orientiert. Dieser Ansatz ermöglicht eine effizientere und effektivere Preisgestaltung, die sowohl für Energieversorger als auch für Verbraucher von Vorteil sein kann.

Die drei Tarifstufen Floor, Base und Cap werden auch bei dieser Tarifvariante eingeführt. Diese Tarifstufen werden, wie bei dem Drei-Stufen-Fix-Step-Tarif, täglich basierend auf den historischen Day-Ahead-Market-Clearing-Preisen ermittelt. Auch erfolgt die Optimierung, wie bei dem Drei-Stufen-Fix-Step-Tarif, unter Einsatz eines Mixed-Integer-Linear-Programming (MILP)-Modells, das mit einem Solver von Gurobi gelöst wurde.

Das Hauptziel dieser Optimierung ist die Minimierung der gewichteten Summe der quadrierten Distanzen $\text{floor}_{\text{dist}}(t)$ zwischen den festgelegten Preisniveaus Floor, Base und Cap und den historischen Day-Ahead-Preisen $\text{DA}_{\text{price}}(t)$. Diese Zielfunktion spiegelt das Bestreben wider, die Preisniveaus so nah wie möglich an den

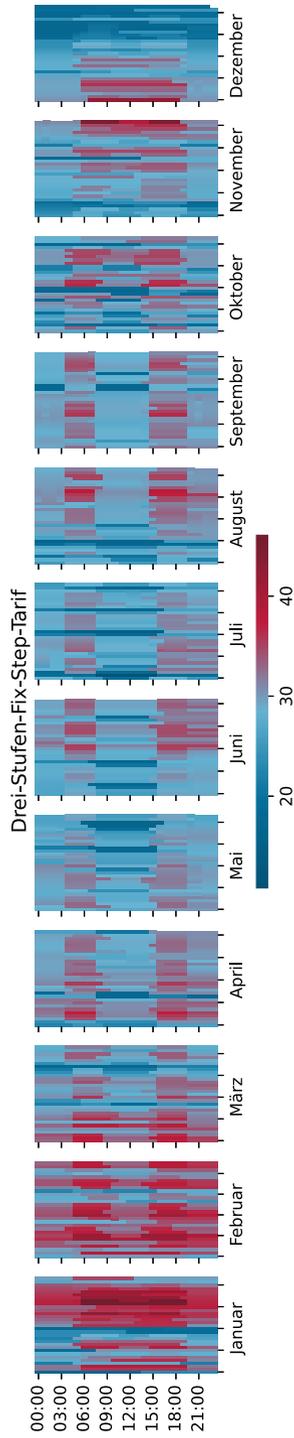


Abb. 10 Drei-Stufen-Fix-Step-Tarif

tatsächlichen Marktpreisen auszurichten, um eine realistische und marktgerechte Preisgestaltung zu gewährleisten, jedoch die Komplexität auf drei Stufen zu reduzieren.

$$\min \sum_{t=0}^{n-1} (\text{floor}_{\text{bin}}(t) * \text{floor}_{\text{dist}}(t) + \text{base}_{\text{bin}}(t) * \text{base}_{\text{dist}}(t) + \text{cap}_{\text{bin}}(t) * \text{cap}_{\text{dist}}(t))$$

In gleicher Weise wie im Drei-Stufen-Fix-Step-Tarif tragen im Drei-Stufen-Tarif-optimiert die binären Entscheidungsvariablen $\text{floor}_{\text{bin}}(t)$, $\text{base}_{\text{bin}}(t)$ und $\text{cap}_{\text{bin}}(t)$, in Kombination mit denen in Abschnitt 6.4 erwähnten Kontinuitätsbedingungen, dazu bei, die Einhaltung der Mindestdauer mdtl zu gewährleisten. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird auf eine wiederholte Darstellung dieser Formeln verzichtet.

Die Variablen floor , base und cap repräsentieren die Tarife für die jeweiligen Stufen. Die Distanzvariablen $\text{dist}_{\text{floor}}(t)$, $\text{dist}_{\text{base}}(t)$ und $\text{dist}_{\text{cap}}(t)$ geben die quadratische Differenz der festgelegten Tarife von den Day-Ahead-Preisen an.

$$\begin{aligned} \text{floor}_{\text{dist}}(t) &= (\text{floor} - \text{DA}_{\text{price}}(t))^2 \\ \text{base}_{\text{dist}}(t) &= (\text{base} - \text{DA}_{\text{price}}(t))^2 \\ \text{cap}_{\text{dist}}(t) &= (\text{cap} - \text{DA}_{\text{price}}(t))^2 \end{aligned}$$

Die Tarifstufen werden durch die folgenden Bedingungen begrenzt, die sicherstellen, dass Floor nicht unter dem niedrigsten, Base dem Durchschnitt und Cap nicht über dem höchsten historischen Day-Ahead-Preis eines Tages liegt.

$$\begin{aligned} \text{floor} &\geq \min(\text{DA}_{\text{price}}) \\ \text{base} &= \text{mean}(\text{DA}_{\text{price}}) \\ \text{cap} &\leq \max(\text{DA}_{\text{price}}) \end{aligned}$$

Wie beim Drei-Stufen-Fix-Step-Tarif wird auch beim Drei-Stufen-Tarif-optimiert die Optimierung täglich durchgeführt, indem eine Iteration über die nach Tagen gruppierten Day-Ahead-Preisdaten erfolgt. Die Ergebnisse dieser täglichen Optimierungen werden anschließend zusammengeführt. Hinzu kommt noch die Vertriebsmarge von 5 %, die Umlagen und Steuern von 14,595 Cent/kWh und die Mehrwertsteuer.

Der Drei-Stufen-Tarif-optimiert (vgl. Abb. 11) bietet einen ausgewogenen Ansatz zur Preisfestsetzung, der die Anforderungen des Energiemarktes berücksichtigt und gleichzeitig die Transparenz und Vorhersehbarkeit für die Verbraucher erhöht. Es stellt einen bedeutenden Fortschritt in der dynamischen Preisgestaltung dar und bietet einen vielversprechenden Ansatz für zukünftige Entwicklungen in diesem Bereich.

6.6 Grünstromtarif

Der Grünstromtarif erweitert die bereits dargestellten Drei-Stufen-Tarifschemas um eine innovative Komponente, die flexibel auf die Dynamik des Energiemarktes reagiert. Neben den bereits eingeführten Tarifstufen – Floor, Base und Cap – integriert dieses Modell eine zusätzliche Grünstrom-Tarifstufe. Diese vierte Stufe liegt preis-

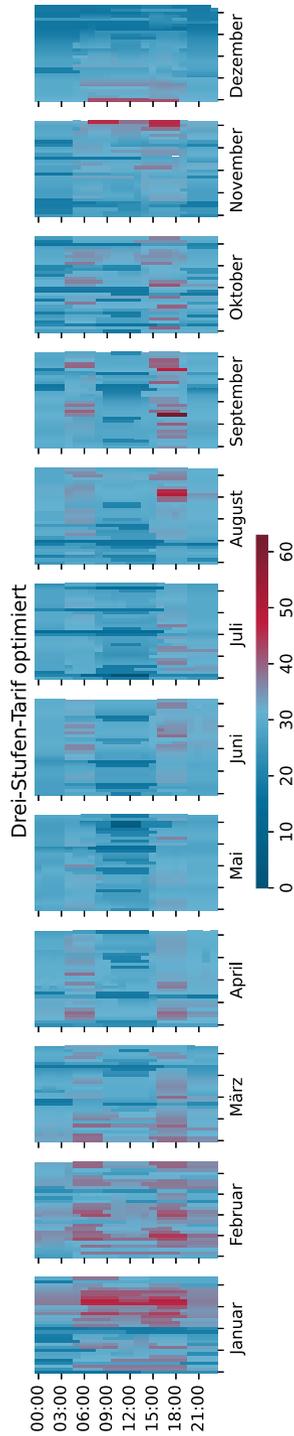


Abb. 11 Drei-Stufen-Tarif-optimiert

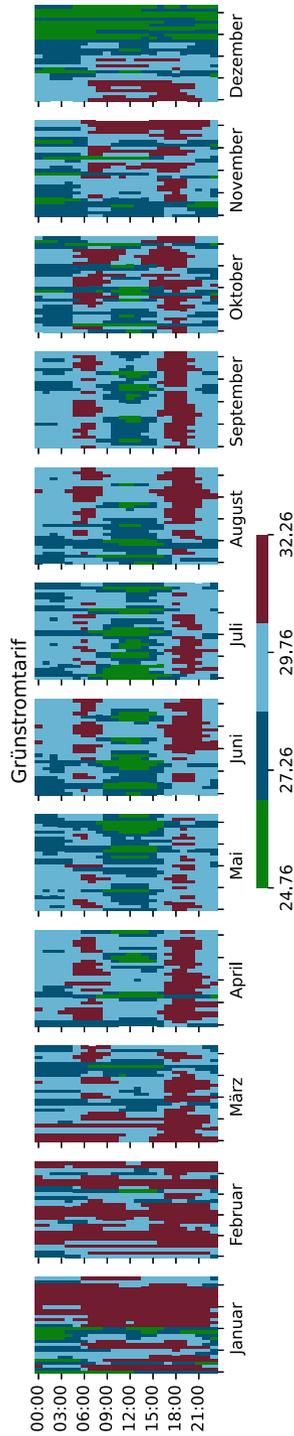


Abb. 12 Grünstromtarif

lich unter der Floor-Tarifstufe und orientiert sich z. B. am Anteil von erneuerbarer Energie am deutschen Strommix.

Ein wesentliches Merkmal dieses erweiterten Tarifs ist seine Reaktion auf die Ereignisvariabilität im Energiemarkt. Die Grünstrom-Tarifstufe wird in dieser Simulation Ad hoc aktiviert, sobald der Stromverbrauch in Deutschland zu mehr als 90 % aus erneuerbaren Energiequellen (EE) gedeckt wird. Dieser Mechanismus spiegelt das Bestreben wider, nachhaltige Energiequellen zu fördern und die Verbraucher zu incentivieren, ihren Energiekonsum in Zeiten hoher Verfügbarkeit erneuerbarer Energien zu verlagern.

Dieser Ansatz kann potenziell auf alle Drei-Stufen-Tarifmodelle angewendet werden, um eine größere Flexibilität und Marktsensitivität zu erreichen. Die Einführung der Grünstrom-Tarifstufe betont die Bedeutung von Ereignisvariabilität und dynamischer Preisgestaltung in modernen Energiemärkten, die sich zunehmend auf erneuerbare Energien stützen und eine adaptive Reaktion auf schwankende Energiequellen erfordern. Abb. 12 illustriert die Integration des Grünstromtarifs in den Drei-Stufen-Tarif. Es wird deutlich sichtbar, dass die Grünstrom-Tarifstufe häufig mit der Floor-Stufe koinzidiert. Dieser Umstand lässt sich vorrangig darauf zurückführen, dass der Day-Ahead-Strompreis in Zeiten hoher Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen (EE) tendenziell niedriger ausfällt. Diese Korrelation unterstreicht die Effektivität des Grünstromtarifs bei der Förderung von Stromverbrauch in Perioden, in denen erneuerbare Energien einen signifikanten Anteil am Energiemix haben.

7 Ausblick

Die vorgestellten Ergebnisse sind Teil des Förderprojekts KEMAL, das von der EMH metering, dem elenia Institut (TU Braunschweig) und der Hochschule Biberach durchgeführt wird. Das Projekt wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz unter dem Förderkennzeichen 03EI6064A/B/C gefördert.

Die gezeigten Tarife auf Basis des TAF5 sowie die technischen Funktionalitäten sind derzeit in einem SMGW-Prototyp und HEMS integriert. Das Zusammenspiel zwischen dem Tarifkonzept und den technischen Funktionalitäten werden im Jahr 2024 im Energiemanagementlabor des elenia Instituts innerhalb eines Prosumer-Szenarios getestet. Anschließend erfolgt die Integration und ein Realtest im E-Mobility-Reallabor der Hochschule Biberach. Innerhalb des Realtests soll auch die vorgestellte Signalisierung der WAN-Strecke über das 450 MHz-LTE-Netzes erprobt werden.

Funding Open Access funding enabled and organized by Projekt DEAL.

Open Access Dieser Artikel wird unter der Creative Commons Namensnennung 4.0 International Lizenz veröffentlicht, welche die Nutzung, Vervielfältigung, Bearbeitung, Verbreitung und Wiedergabe in jeglichem Medium und Format erlaubt, sofern Sie den/die ursprünglichen Autor(en) und die Quelle ordnungsgemäß nennen, einen Link zur Creative Commons Lizenz beifügen und angeben, ob Änderungen vorgenommen wurden.

Die in diesem Artikel enthaltenen Bilder und sonstiges Drittmaterial unterliegen ebenfalls der genannten Creative Commons Lizenz, sofern sich aus der Abbildungslegende nichts anderes ergibt. Sofern das betreffende Material nicht unter der genannten Creative Commons Lizenz steht und die betreffende Handlung

nicht nach gesetzlichen Vorschriften erlaubt ist, ist für die oben aufgeführten Weiterverwendungen des Materials die Einwilligung des jeweiligen Rechteinhabers einzuholen.

Weitere Details zur Lizenz entnehmen Sie bitte der Lizenzinformation auf <http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/deed.de>.

Literatur

- Agora Energiewende (2024) Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2023. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2024. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-35_DE_JAW23/A-EW_317_JAW23_WEB.pdf. Zugegriffen: 24. Jan. 2024
- Agora Energiewende, Prognos, Consentec (2022) Klimaneutrales Stromsystem 2035. Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann. <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/klimaneutrales-stromsystem-2035#downloads>. Zugegriffen: 18. Jan. 2024
- Agora Energiewende und Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (2023) Haushaltsnahe Flexibilität nutzen. Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. die Stromkosten für alle senken können. <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/haushaltsnahe-flexibilitaeten-nutzen>. Zugegriffen: 19. Jan. 2024
- Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, Regulatory Assistance (RAP) (2019) Verteilnetzausbau für die Energiewende. Elektromobilität im Fokus. https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2019/EV-Grid/Agora-Verkehrswende_Agora-Energiewende_EV-Grid_WEB.pdf. Zugegriffen: 8. Jan. 2024
- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (1999) Repräsentative VDEW-Lastprofile. https://www.bdew.de/media/documents/1999_Repraesentative-VDEW-Lastprofile.pdf. Zugegriffen: 25. Jan. 2024
- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2023a) API-Webdienste zur prozessualen Abwicklung von Steuerungshandlungen in Verbindung mit intelligenten Mess-API-Webdienste zur prozessualen Abwicklung von Steuerungshandlungen in Verbindung mit intelligenten Messsystemen (iMS) – Universalbestellprozess. https://www.edi-energy.de/index.php?id=38&tx_bdew_bdew%5Buid%5D=2180&tx_bdew_bdew%5Baction%5D=download&tx_bdew_bdew%5Bcontroller%5D=Dokument&cHash=7d618f6585576058b01b3273e15071a4. Zugegriffen: 24. Jan. 2024
- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2023b) BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2023. Haushalte und Industrie. https://www.bdew.de/media/documents/231212_BDEW-Strompreisanalyse_Dezember_2023_12.12.2023.pdf. Zugegriffen: 25. Jan. 2024
- Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (2019a) Errata für die BSI TR-03109-1 V1.0.1. TAF 2 Zeitvariable Tarife
- Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (2019b) Technische Richtlinie BSI TR-03109-1. Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems. https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR03109-1.pdf?__blob=publicationFile&v=4. Zugegriffen: 8. Jan. 2024
- Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (2021a) Stufenmodell zur Weiterentwicklung der Standards für die Digitalisierung der Energiewende – Stand der Technik, Bonn. https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/SmartMeter/Stufenmodell/Stand_Technik.pdf;jsessionid=0194F293985DDA81217AA13400F6ED3F.internet471?__blob=publicationFile&v=5. Zugegriffen: 21. Juli 2022
- Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (2021b) Technische Richtlinie BSI TR-03109-1. Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems. https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR03109-1.pdf;jsessionid=8F1469DC139ABE57B5600EED286159BB.internet482?__blob=publicationFile&v=4. Zugegriffen: 8. Jan. 2024
- Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (2023) Technische Richtlinie BSI TR-03109-5 Kommunikationsadapter. https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR-03109-5_Kommunikationsadapter.html. Zugegriffen: 21. Jan. 2024
- Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021) Technische Eckpunkte für die Weiterentwicklung der Standards. Cyber-Sicherheit für

- die Digitalisierung der Energiewende. https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/SmartMeter/technische_eckpunkte.pdf?__blob=publicationFile&v=5. Zugegriffen: 8. Jan. 2024
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2023) Wohlstand klimaneutral erneuern. Werkstattbericht des Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/werkstattbericht-des-bmwk.html>. Zugegriffen: 18. Jan. 2024
- Bundesnetzagentur (2022) Festlegung zur prozessualen Abwicklung von Steuerungshandlungen in Verbindung mit intelligenten Messsystemen (iMS) (Universalbestellprozess). Bundesnetzagentur. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-128/BK6-22-128_Beschluss.html?nn=861698. Zugegriffen: 21. Jan. 2024
- Bundesnetzagentur (2023a) Festlegung von Netzentgelten für steuerbarere Anschlüsse und Verbrauchseinrichtungen (NSAVER) nach § 14a EnWG. BK8-22/010-A. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_06_Netzentgelte/68_Para14a_EnWG/BK8_14a_EnWG.html. Zugegriffen: 21. Jan. 2024
- Bundesnetzagentur (2023b) Festlegung zur Durchführung der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG. BK6-22-300. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-300/BK6-22-300_Beschluss.html?nn=993170. Zugegriffen: 21. Jan. 2024
- Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt (2023) Monitoringbericht 2023. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Monitoringberichte/start.html>. Zugegriffen: 19. Jan. 2024
- Bundestag (2023) Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende. Drucksache 161/23. Bundestag. https://www.bundestag.de/SharedDocs/drucksachen/2023/0101-0200/161-23.pdf?__blob=publicationFile&v=1. Zugegriffen: 8. Jan. 2024
- Grandel M, Kübler C, Niehs E, Wachenfeld V, Engel B (2023) Prioritized EV charging—enhanced smart meter gateway infrastructure enabling an event driven flexibility tariff. In: Schulz D (Hrsg) Conference on sustainable energy supply and energy storage systems. VDE Verlag, Berlin, S 281–287
- Kübler C, Niehs E, Grandel M, Engel B (2023) Smart EV charging with event driven tariffs in the German smart meter infrastructure. 7th E-Mobility Power System Integration Symposium (EMOB 2023), Copenhagen, S 67–74 <https://doi.org/10.1049/icp.2023.2687>
- Rädiker S, Kuckartz U (2019) Analyse qualitativer Daten mit MAXQDA. Text, Audio und Video. Springer VS, Wiesbaden
- Stadtwerke Villingen-Schwenningen Ihr Stromtarif zum Börsenpreis. <https://www.svs-energie.de/privat-geschaeftskunden/strom/spotprodukt/>. Zugegriffen: 25. Jan. 2024
- Übertragungsnetzbetreiber (2023) Netzentwicklungsplan Strom 2037 / 2045, zweiter Entwurf. <https://www.netzentwicklungsplan.de/>. Zugegriffen: 21. Jan. 2024
- Wirth H (2024) Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>. Zugegriffen: 24. Jan. 2024

Hinweis des Verlags Der Verlag bleibt in Hinblick auf geografische Zuordnungen und Gebietsbezeichnungen in veröffentlichten Karten und Institutsadressen neutral.