



Finanzwissenschaftliches
Forschungsinstitut an der
Universität zu Köln

Verbraucherfreundliche Reform der staatlich veranlassten Strompreiskomponenten

Gutachten

im Auftrag des

Verbraucherzentrale Bundesverband (vzbv)

Postfach 13 01 36
D-50495 Köln

Wörthstraße 26
D-50668 Köln

Telefon: (0) 221 - 13 97 51 - 0
Telefax: (0) 221 - 13 97 51 11

www.fifo-koeln.de

Köln, Oktober 2020

Finanzwissenschaftliches Forschungsinstitut an der Universität zu Köln

FiFo Institute for Public Economics, University of Cologne

Diese Studie wurde bearbeitet von: / Authors of this report:

Eva Gerhards gerhards@fiffo-koeln.de

Fabian Schrogl schrogl@fiffo-koeln.de

Unter Leitung von:

Dr. Michael Thöne thoene@fiffo-koeln.de

Unter Mitarbeit von:

Sean Pascal Aigner

Postadresse / Mail :

FiFo Köln

PO Box 13 01 36

D-50495 Köln

Fon: +49 221 – 139751-0

www.fiffo-koeln.de

Hausadresse / Office :

FiFo Köln

Wörthstr. 26

D-50668 Köln

Fax: + 49 221 – 139751-11

info@fiffo-koeln.de

Das FiFo Köln wird rechtlich von der Gesellschaft zur Förderung der finanzwissenschaftlichen Forschung e.V., Köln, getragen. In diesem Bericht vertretene Auffassungen spiegeln nicht notwendigerweise die Ansichten der Trägergesellschaft oder ihrer Organe wider.

The Gesellschaft zur Förderung der finanzwissenschaftlichen Forschung e. V., Köln, (Society for the Advancement of Research in Public Finance) serves as the legal subject of FiFo Köln. Any views expressed in this report do not necessarily reflect those of the Gesellschaft zur Förderung der finanzwissenschaftlichen Forschung or of its bodies.

Alle Rechte vorbehalten.

All rights reserved.

© Gesellschaft zur Förderung der finanzwissenschaftlichen Forschung e.V., Köln, 2020.

Zusammenfassung

Das Strommarktsystem steht angebots- wie nachfrageseitig vor Herausforderungen. Angebotsseitig sorgt ein steigender Anteil erneuerbarer Energien an der Stromproduktion zu höheren Volatilitäten der verfügbaren Strommenge. Nachfrageseitig steigt der prognostizierte Stromverbrauch durch die Sektorkopplung. Hier spielen eine steigende strombasierte Wärmeerzeugung sowie E-Mobilität eine große Rolle. Diese Entwicklungen erfordern auf der einen Seite eine gute Integration volatiler erneuerbaren Energien sowie flexibles Nachfragemanagement und bieten auf der anderen Seite, bei steigender Stromnachfrage, die Möglichkeit Steuern und Abgaben aufkommensneutral zu senken.

Ein funktionierender Markt würde Preissignale des aktuell verfügbaren Stroms – ein günstigerer Strompreis bei erhöhter verfügbarer Strommenge, ein teurerer bei geringerer Strommenge – an die Verbraucher weitergeben, die darauf entsprechend reagieren könnten. In Abhängigkeit der Reagibilität der Verbraucher ermöglicht dies sowohl eine gleichmäßigere Netzauslastung, als auch, aufgrund der geringeren Grenzkosten erneuerbarer Energien, einen günstigeren Strompreis für die Verbraucher. Das gesamtwirtschaftliche Marktergebnis wäre somit effizienter.

Die Zusammensetzung des Strompreises in Deutschland, der zu großen Teilen aus unflexiblen Elementen besteht, verhindert jedoch deutlich wahrnehmbare Preissignale. Der wettbewerbliche Teil des Strompreises, die Beschaffungskosten, betrug 2019 nur 25 % des Gesamtstrompreises. Die unflexiblen staatlich veranlassten Strompreiskomponenten, in erster Linie die EEG-Umlage, Stromsteuer und Konzessionsabgabe, machten über 50 % des Strompreises aus. Eine Flexibilisierung dieser staatlichen Komponenten ist somit eine Voraussetzung für deutliche Preissignale.

Mit Ausnahme der Umsatzsteuer werden die weiteren staatlichen Strompreiskomponenten allesamt mengenbasiert (pro kWh) erhoben. Die Steuern und Abgaben erhöhen den aktuellen Großhandelspreis stets um denselben Betrag pro Mengeneinheit. Dies führt zu statischen Preisen in einem dynamischen Markt. Eine simple Variante einer Dynamisierung staatlicher Strompreiskomponenten besteht in einer teilweisen Umstellung auf eine Wertbasierung (prozentualer Aufschlag auf den Wert eines Gutes). Ein wertbasiertes Steuer-, Umlage- und Abgabesystem verstärkt die Wirkung flexibler Strommarktpreise, anstatt sie zu hemmen. Dies kann jedoch perspektivisch zu unerwünschten Umverteilungseffekten zu Lasten derjenigen Verbraucher führen, die wenig Möglichkeit haben ihre Flexibilität in den Markt einzubringen, sowie Ineffizienzen hervorrufen. Aus diesem Grund gilt es für jede Komponente der staatlich veranlassten Strompreisbestandteile funktionsabhängig abzuwägen, ob eine reine Wertbasierung, eine Kombination aus Mengen- und Wertbasierung oder eine anderweitige Anpassung zielführend ist.

Zentral für die Wirksamkeit flexiblerer Preiskomponenten ist, dass die Stromkunden auf Preisveränderungen reagieren. Die Gruppen der Stromkonsumenten sind dabei sehr heterogen und können näherungsweise nach privaten Haushalten, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Verkehr und (stromintensiver) Industrie unterschieden werden, welche elektrischen Strom zu verschiedenen Zwecken nachfragen. Der Fokus dieser Studie liegt auf den Effekten dynamischer staatlicher Strompreiskomponenten auf die privaten Haushalte. Zu diesem Zweck wird zwischen unflexiblen und (teil)flexiblen Haushalten unterschieden. Während die unflexiblen Haushalte keine oder eine nur sehr begrenzte Möglichkeit haben, ihren Verbrauch flexibel zu gestalten, verfügen die (teil)flexiblen Haushalte oftmals über intelligente Messsysteme und können einen Teil ihrer Nachfrage an die Preissignale anpassen. Die Flexibilität der Haushalte korreliert hierbei deutlich mit Einkommen und Stromverbrauch. Haushalte der unteren Einkommensdezile sind tendenziell unflexibler und geben anteilig deutlich mehr ihres Einkommens für Strom aus, um ihre Grundbedürfnisse zu befriedigen. Haushalte der oberen Einkommensdezile verbrauchen absolut mehr Strom, wenden dafür jedoch einen geringeren Teil ihres Einkommens auf und können größerer Teile ihres Verbrauchs flexibel steuern. Die Ausgestaltung flexibler Preisschemata sollte daher Verteilungseffekte berücksichtigen.

Neben einer verteilungsgerechten Ausgestaltung, sollte eine Flexibilisierung staatlicher Strompreiskomponenten eine Reihe weiterer Gütekriterien erfüllen. Ein entsprechendes Flexibilisierungsmodell sollte ausreichend konsistent mit einer möglichen Flexibilisierung der Netzentgelte und flexiblen Tarifen der Stromanbieter sein. Zudem sollte es aus haushaltspolitischer Sicht annähernd aufkommensneutral sein. Das Flexibilisierungsmodell muss außerdem im Einklang mit deutschem und europäischem Recht stehen. Diese rechtliche Voraussetzung ist für eine preisflexible EEG-Umlage sowie Konzessionsabgabe gegeben. Lediglich einer Flexibilisierung der Stromsteuer, welche im Vergleich zur EEG-Umlage einen deutlich geringen Teil der staatlichen Strompreiskomponenten ausmacht, steht die, sich aktuell in Überarbeitung befindliche, EU-Energiebesteuerungsrichtlinie in Teilen entgegen. Diese schreibt eine strikte Mengenbasierung und Mindeststeuerbeträge pro verbrauchter Menge vor. Die Möglichkeit einer flexiblen Besteuerung elektrischen Stroms sollte aus Verbraucher- wie aus Klimaschutz Gesichtspunkten Teil des Legislativvorschlags der Europäischen Kommission darstellen.

Die Studie stellt die Auswirkungen ausgewählter Flexibilisierungsstrategien auf die Stromkosten definierter Haushaltstypen und Einkommen in vier stilisierten, annahmegestützten Szenarien dar. In diesem Rahmen werden für die EEG-Umlage sowie die Stromsteuer eine wertbasierte Umstellung simuliert. Ein wertbasierter Preiskorridor, der extreme Preisvariationen abmildern kann, wird ebenfalls simuliert. Zudem greift ein weiteres Szenario die Idee einer Absenkung der EEG-Umlage auf null auf. Diese verbraucherfreundliche Option ist im Gegensatz zu den anderen Szenarien nicht aufkommensneutral gehalten, da die Förderung von erneuerbaren Energien anderweitig zu finanzieren wäre.

Die Ergebnisse der Szenarioanalysen zeigen für eine konstante aggregierte Stromnachfrage, dass (teil)flexible Haushalte eine geringere Stromkostenentlastung vorweisen würden. Relativ zum Einkommen wäre die Ersparnis für (teil)flexible Haushalte niedriger Einkommensklassen größer. Für unflexible Haushalte ergeben sich zwar zukünftig Mehrkosten im Vergleich zum Referenzszenario des jeweiligen Jahres. Verglichen mit der heutigen Stromkostenbelastung entstehen jedoch keine zusätzlichen Belastungen. Dies liegt daran, dass die Strompreise in den kommenden Jahren sinken werden; die dominierende Rolle spielt hier die sinkende EEG-Umlage. Legt man deutlich steigende Stromverbrauchsprognosen zu Grunde, so profitieren bereits mittelfristig alle flexiblen und unflexiblen Haushaltstypen, wenn die erzielten Aufkommen aufkommensneutral gehalten und hierdurch die Steuer- und Umlagesätze gesenkt werden.

Die Szenarioanalyse macht deutlich, dass sich der aktuelle Zeitpunkt in besonderer Weise für eine entsprechende Reform des Strompreissystems eignet. Der Strompreis wird in den folgenden Jahren voraussichtlich stetig sinken, da die graduelle Senkung der EEG-Umlage den Effekt der Preissteigerung durch das ab 2021 eingeführte nationale Emissionshandelssystem überkompensiert. Der so entstehende Preisspielraum im Vergleich zum Status Quo kann perspektivisch genutzt werden, um teil(flexible) Haushalte deutlicher an den Preissenkungen teilhaben zu lassen, ohne unflexible Verbraucher zusätzlich zu belasten.

Executive summary

The electricity market faces challenges on both, the supply and demand side. On the supply side, an increasing share of renewable energies in electricity production leads to higher volatility. On the demand side, the predicted electricity consumption will increase due to sector coupling. Increasing electricity-based heat production and e-mobility play a major role here. On the one hand, these developments require the market-integration of volatile renewable energies as well as demand-side management. On the other hand they offer the possibility to reduce taxes and surcharges in a revenue-neutral manner while demand for electricity increases.

An undistorted market would fully pass on any resulting price signals to consumers, who could react accordingly. This would mean a lower electricity price when more electricity is available and a more expensive one when less electricity is available. Depending on consumer responsiveness, this could enable more evenly balanced network utilization as well as lower electricity prices for consumers. As a result, the market would be more efficient. However, the composition of the German electricity price prevents perceivable price signals, as it largely consists of inflexible elements. Procurement costs, being the only market based element of the electricity price, only accounted for 25% of it in 2019, while inflexible state induced components, primarily the German RES-surcharge (EEG-Umlage), electricity tax and concession fees (Konzessionsabgabe), accounted for more than 50% of the price. Making these state induced electricity price components more dynamic is thus a prerequisite to strengthen price signals.

All state induced price components, except for the value added tax (VAT) are per-unit taxes (a fixed amount of tax per kWh of consumed electricity). Per-unit taxes inflexibly increase the wholesale market price by the same amount per unit. A simple but effective way to make state induced electricity price components more dynamic is to partially switch to an ad valorem tax (percentage of the price paid). Ad valorem taxes and surcharges would strengthen the effect of dynamic wholesale market prices rather than inhibiting them. However, in the long term this may imply undesirable distributional effects on the back of those consumers who have little opportunity to dynamically adjust their electricity consumption as well as market inefficiencies due to over-amplified price signals. Depending on the (political) goal of a respective tax component, it is therefore necessary to consider whether a pure ad valorem approach, a combination of per unit and ad valorem approaches, or some other form of adjustment is most appropriate.

Consumers who will react to those price changes are a prerequisite to achieving the desired outcome through dynamic prices. Electricity consumers are extremely heterogeneous and

can roughly be divided into private households, trade, commerce, services, transport and industry, all demanding electricity for fundamentally different purposes.

However, this study focuses on the effects of more dynamic electricity prices on private households. For this purpose, a distinction is made between inflexible and (partially) flexible households. While the inflexible households tend to have no or limited possibilities to make their electricity consumption more flexible, the (partially) flexible households often own demand-side management systems and can adapt part of their demand to the price signals. The flexibility of households substantially correlates with their income and electricity consumption. Households with a lower income tend to be less flexible and spend a proportionally higher amount of income on electricity to meet their basic needs. Households with higher income usually consume more electricity in absolute terms, while spending proportionally less of their income on it. They are, in general, more flexible in their electricity consumption. Dynamic state induced electricity price components should therefore take those distributional effects into account.

In addition to an equitable distribution, the flexibilization of state induced electricity price components should meet a number of other quality criteria. A flexibilization model should not only be consistent with potentially flexible grid charges and dynamic tariffs of electricity providers, but should also aim at being fiscally revenue-neutral. Furthermore, any flexibilization model must be in accordance with German and European law. This would be the case for a dynamic EEG surcharge and concession fees. Merely a dynamic electricity tax is partially opposed by the EU Energy Taxation Directive (ETD), which is currently being revised, as the directive prescribes strictly per-unit based taxes and fixed minimum levels of taxation. Therefore, the European Commission should put forward a proposal that would allow for ad valorem taxation of electricity as this could be beneficial for both consumers and the environment.

This study shows the distributional effects of dynamic state induced price components on the electricity costs of predefined types of households and income levels. The study uses four stylized, assumption-based scenarios. It first simulates the effects of an ad valorem RES-surcharge and electricity tax. It also simulates a price corridor, which combines an ad valorem tax with a per-unit tax in order to mitigate extreme price variations. Another scenario takes up the idea of lowering the RES-surcharge to zero. However, in contrast to the other scenarios, this consumer-friendly option is not revenue-neutral, as the expansion of renewable energies has to be financed else wise.

Across all scenarios, the analysis shows that (partially) flexible households are rewarded by lower electricity costs. Relative to income, lower-income (partially) flexible households save the most on their electricity bill. In comparison to the projected costs within the current system, inflexible households will face modest additional costs in the coming years. Compared to their current costs, however, even inflexible households will not face additional

electricity costs in the medium-term. This is due to the fact that in the coming years renewable energy installations will cease to benefit from the financing under the German Renewable Energy Law, which will decrease the RES-surcharge, thereby decreasing the overall electricity price for consumers.

The analysis of the scenarios emphasizes the current political window of opportunity. The electricity price is expected to steadily decline in the coming years, as the price increase caused by the newly introduced German national emissions trading system will be more than compensated for by the effects of a gradual decline of the RES-surcharge. The lower electricity prices - in comparison to the status quo – could allow for a deep reform of the current system of state induced price components, such as the introduction of an ad valorem approach to certain components. Prospectively, this would allow (partially) flexible households to receive stronger price signals to monetize their flexibility, without putting an additional financial burden on inflexible consumers.

Inhalt

A.	Einleitung.....	13
A.1.	Hintergrund	13
A.2.	Grundlegende Gedanken, Konzepte und Struktur	14
B.	Der Strompreis.....	17
B.1.	Komponenten des Strompreises	17
B.2.	Strompreisentwicklung.....	23
B.2.1.	Allgemeine Strompreisentwicklung.....	23
B.2.2.	Entwicklung der staatlich veranlassten Strompreiskomponenten	27
B.3.	Wirkung der staatlichen Strompreiskomponenten	28
B.3.1.	Qualitative Wirkung der aktuellen einzelnen Ausgestaltungen	28
B.3.2.	Wert- und mengenbasierte Besteuerung	39
C.	Stromnachfrage	43
C.1.	Heterogene Nachfragegruppen.....	43
C.2.	Entwicklung der Stromnachfrage	47
C.2.1.	Nachfrage in der Vergangenheit.....	47
C.2.2.	Prognostizierte strukturelle Veränderungen der Stromnachfrage	49
C.3.	Zeit- und sektorabhängige Nachfrage	51
C.3.1.	Tageszeitabhängige Nachfrageprofile	51
C.3.2.	Flexible Tarife.....	52
C.4.	Elastizitäten der Stromnachfrage	55
C.4.1.	Empirie.....	55
C.4.2.	Kritische Würdigung.....	58
D.	Flexibilisierung der staatlichen Strompreiskomponenten.....	59
D.1.	Kriterien für eine effiziente und verteilungsgerechte Flexibilisierung	59
D.2.	Flexibilisierungsoptionen ausgewählter staatlicher Strompreiskomponenten	61
D.2.1.	Flexibilisierte Konzessionsabgabe.....	61
D.2.2.	Flexibilisierte Stromsteuer	62
D.2.3.	Flexibilisierte EEG-Umlage	64
D.3.	Rechtliche Einordnung und Perspektive	67
E.	Effekte auf den Verbraucherpreis anhand stilisierter Beispiele	70
E.1.	Inzidenz.....	70
E.2.	Szenarioanalyse	71
E.2.1.	Szenario 1: Wertbasierte EEG-Umlage und Stromsteuer	74

E.2.2.	Szenario 2: Wertbasierte EEG-Umlage und Stromsteuer mit Preiskorridoren	76
E.2.3.	Szenario 3: Wertbasierte Stromsteuer	79
E.2.4.	Szenario 4: Mengenbasierte Stromsteuer, EEG Umlage auf null.....	80
E.2.5.	Entwicklung der Szenarien im Vergleich untereinander sowie zum Status Quo	83
E.2.6.	Vereinbarkeit der Flexibilisierung verschiedener Strompreiskomponenten	87
E.3.	Akzeptanz der Stromkunden	89
F.	Fazit.....	90
G.	Quellenverzeichnis.....	93

Abbildungsverzeichnis

Abbildung B-1: Zusammensetzung des Strompreises für Haushalte 2019	20
Abbildung B-2: Zusammensetzung des Strompreises für Industrie	21
Abbildung B-3: Zusammensetzung des Strompreises für begünstigte Industrie	22
Abbildung B-4: Vergleich der Strompreiszusammensetzung von Haushalten und (begünstigter) Industrie	23
Abbildung B-5: Entwicklung des Strompreises und seiner Bestandteile 1998-2020	25
Abbildung B-6: Entwicklung der Großhandelspreise, des HH-Endverbraucherpreises sowie der EEG-Umlage	27
Abbildung B-7: Entwicklung der einzelnen Strompreiskomponenten 1998 bis 2020	28
Abbildung B-8: Prognosen der EEG-Umlage bis 2030.....	30
Abbildung B-9: Effekte einer Wert- oder Mengensteuer auf den Bruttopreis einer Mengeneinheit	40
Abbildung B-10: Mengen- und Wertbesteuerung im Strompreis	42
Abbildung C-1: Ausgabenanteile für Strom am Haushaltseinkommen nach Dezilen	46
Abbildung C-2: Nutzungsanteile des Stroms privater Haushalte 2018	47
Abbildung C-3: Entwicklung des Stromverbrauchs nach Sektoren 1990-2018	48
Abbildung C-4: Anteil erneuerbarer Energien 2013 bis 2035	50
Abbildung C-5: Stromverbrauch innerhalb eines Jahres (Oktober 2019 bis Oktober 2020)	51
Abbildung C-6: Stromnachfrage wochentags (01.10.2020).....	52
Abbildung C-7: Stromnachfrage an Wochenendtagen (04.10.2020).....	52
Abbildung C-8: Beispiel eines Time-Of-Use Preisschemas.....	55
Abbildung E-1: Versorgerwechsel der Haushalte in der Stromversorgung.	71

Tabellenverzeichnis

Tabelle D-1:	Möglichkeiten der Flexibilisierung betrachteter Strompreiskomponenten.....	67
Tabelle E-1:	Betrachtete Flexibilisierungsstrategien der staatlich veranlassten Strompreiskomponenten	72
Tabelle E-2:	Effekte einer wertbasierte EEG-Umlage und Stromsteuer.....	75
Tabelle E-3:	Effekte einer wertbasierten EEG-Umlage und Stromsteuer mit Preiskorridoren bei annähernd konstantem Stromverbrauch	77
Tabelle E-4:	Effekte einer wertbasierten EEG-Umlage und Stromsteuer mit Preiskorridoren bei steigendem Stromverbrauch.....	78
Tabelle E-5:	Effekte einer wertbasierte Stromsteuer.....	79
Tabelle E-6:	Prozentuale Einsparung als Anteil des Nettoeinkommens	81
Tabelle E-7:	Entwicklung des Stromsteuersatzes in Ct/kWh.....	82
Tabelle E-8:	Verortung der Konzessionsabgabe als Teil der staatlichen Komponenten, bzw. der Netzentgelte in 2035	82
Tabelle E-9:	Vergleichende Darstellung der Szenarien	83
Tabelle E-10:	Differenzkosten unflexibler Haushalte im Vergleich zum Status Quo.....	86

A. Einleitung

A.1. Hintergrund

Strompreise sind ein komplexes Konstrukt. Seit der Einführung der Stromsteuer im Jahr 1999 sind mehrfach neue Elemente in Form von Umlagen und Abgaben hinzugekommen, die den Verbraucherpreis nicht nur erhöhten, sondern auch intransparent werden ließen. Jenseits ihrer sinnvollen und notwendigen Zielsetzung wird die Ausgestaltung – z.B. der EEG-Umlage – jeher kontrovers diskutiert. Da diese staatlich festgelegten Strompreiskomponenten einen konstanten Aufschlag auf die konsumierte Strommenge darstellen, ist bei einem Preisgefüge, in dem sie über die Hälfte der Preisbildung bestimmen, kaum mehr von einer Preisbildung auf dem Strommarkt zu sprechen.

Hinzu kommen aktuelle und zukünftig erwartete Veränderungen der Stromproduktion und -nachfrage. Im Fokus der Entwicklungen und Flexibilisierungen auf dem Strommarkt stehen die neuen, strombasierten und flexiblen Verbrauchseinrichtungen wie E-Mobilität, Wärmepumpen und Klimaanlage. Diese führen einerseits zu einer Erhöhung der aggregierten Stromnachfrage, erlauben jedoch mittelfristig einen zeitlich flexibleren Einsatz als andere strombasierte Verbrauchseinrichtungen.

Der steigende Anteil erneuerbarer Energien an der Stromproduktion führt zu höheren Volatilitäten der zur Verfügung stehenden Strommenge. In einem funktionierenden Markt bedeutet dies, dass die zeitaktuellen Strompreise entsprechend der zur Verfügung stehenden Menge an Strom fluktuieren müssten. Dies würde dazu führen, dass die Nachfrage sinkt, wenn wenig Strom zur Verfügung steht und dieser entsprechend teuer ist, und steigt, wenn Strom besonders günstig ist.

Eine andere Perspektive bietet die Betrachtung der Stromnetze, also der logistischen Lieferkette. Um durch die steigende Stromnachfrage, die jedoch deutliche zeitabhängige Profile aufweist, keinen gesamtwirtschaftlich unverhältnismäßigen Netzausbau vornehmen zu müssen, gewinnt der Einsatz der Flexibilität der Netznutzer – sowohl der Stromerzeuger, als auch der Verbraucher und Speicherbetreiber – zunehmend an Relevanz für eine effiziente Stromversorgung. Ziel ist es, Einspeisungen in das und Entnahmen aus dem Stromnetz bestmöglich aufeinander abzustimmen. Um dies zu erreichen, werden in jüngerer Zeit vermehrt Vorschläge zu einer Flexibilisierung der Strompreisbestandteile entwickelt. Eine solche Flexibilisierung soll bestehende Hemmnisse effizient wirkender Preissignale abbauen.

Im Auftrag des Verbraucherzentrale Bundesverbands (vzbv) wurden im Zusammenhang mit den Strompreiseffekten der Sektorkopplung im Wärmebereich sowie der Analyse verbrau-

cherfreundlicher flexibler Netzentgelte bereits zwei wichtige Stellschrauben der Herausforderungen der Veränderungen im Strommarkt analysiert.¹ Dieses Gutachten schließt sich mit der Analyse möglicher Flexibilisierungsoptionen der staatlich veranlassten Strompreiskomponenten an.

Im Gutachten wird auch auf den rechtlichen Rahmen eingegangen, der vor allem auf Ebene der entsprechenden EU-Richtlinien stimmig sein muss. Es wird eine inhaltlich sinnvolle systemische Grundlage entwickelt, die Flexibilität auf dem Strommarkt fördern kann. Den grundlegenden rechtlichen Rahmen bilden auf Bundesebene § 14a ENWG sowie auf europäischer Ebene die EU-Strombinnenmarktrichtlinie (EU) 2019/944 und im weiter gefassten Kontext die Energiebesteuerungsrichtlinie (RL 2003/96/EG). Welche Tarife letztlich die Anbieter von Strom ihren Kunden darbieten, ist eine marktliche Entscheidung. Auch hier können jedoch förderliche Rahmenbedingungen dazu beitragen, entsprechende Verträge mit flexiblen Preiskomponenten attraktiv für beide Seiten – Anbieter und Nachfrager – zu gestalten.

Der Zeitpunkt für eine Einführung sowohl flexibler Netzentgelte als auch staatlich flexibler Strompreiskomponenten ist aktuell als günstig zu bewerten, da für die kommenden Jahre mit durchschnittlich sinkenden Strompreisen gerechnet werden darf (siehe Kapitel B.2). Ziel ist, ein an Verbraucherinteressen orientiertes und gesamtwirtschaftlich effizientes Strompreissystem in allen Preiskomponenten.

A.2. Grundlegende Gedanken, Konzepte und Struktur

Ziel dieses Gutachtens ist zu erörtern, inwiefern und auf welche Weise eine Reform der staatlich veranlassten Strompreiskomponenten sinnvoll ist, um die bestehenden – im vorangehenden Abschnitt skizzierten – Herausforderungen der aktuellen Entwicklungen auf dem Strommarkt insbesondere hinsichtlich einer zeitflexiblen Nachfrage adäquat zu adressieren.

Aufgrund der Komplexität der Zusammensetzung des Strompreises (vgl. Kapitel B.1) ist es jedoch notwendig, den Bogen etwas weiter zu spannen. Werden Konzeptionen flexibler Preisgestaltung zwischen Netzentgelten und staatlich veranlassten Strompreiskomponenten nicht konsistent aufeinander abgestimmt, können Reformen ins Leere laufen. Gleiches gilt für Entwicklungen zwischen den Energiesektoren. Um fundierte Erkenntnisse entwickeln zu können, werden daher in jedem Schritt dieses Gutachtens Reformoptionen, wie sie

¹ Vzbv (2019) sowie vzbv (2020).

z.B. derzeit hinsichtlich der Netzentgeltsystematik diskutiert werden, mitgedacht und an den relevanten Stellen mitbenannt.²

Die beiden grundlegenden systematischen Sichtweisen, auf deren Basis man zeitliche Flexibilität der Stromeinspeisung sowie -entnahme analysieren und bewerten kann, seien bereits an dieser Stelle vorweggenommen. In den folgenden Kapiteln wird an den entsprechenden Stellen darauf verwiesen, welcher Gedanke bei welcher Option im Vordergrund steht.

Flexibilisierungsbestreben kann entweder *systemdienlich* oder *netzdienlich* ausgerichtet sein.³ Je nachdem, auf welcher Komponente der Fokus liegt, kann eine Maßnahme der anderen Komponente entgegenstehen.

Netzdienlicher Fokus

Betrachtet man die Notwendigkeit flexibler Strompreiskomponenten aus der Perspektive der lokalen Netze, so steht deren Auslastung im Vordergrund. Ist das (lokale) Stromnetz zu einem bestimmten Zeitpunkt wenig ausgelastet, so wäre es netzdienlich, zu diesen Zeiten einen günstigeren Strompreis anzubieten, so dass vermehrt Strom nachgefragt wird. Ist die Auslastung zu einem Zeitpunkt sehr hoch, bedeutet Netzdienlichkeit, durch eine Verteuerung des Stroms die entsprechende Knappheit aufzuzeigen, so dass die Nachfrage zu diesem Zeitpunkt sinkt. Durch entsprechende preisliche Verhaltensanreize, die zeitlich begrenzte Nachfragespitzen verschieben können, kann die Notwendigkeit eines Netzausbaus gemindert werden. Eine entsprechende gleichmäßigere Verteilung der Stromnachfrage ist somit lokal wirtschaftlich effizient; ein Netzausbau, der ohne Flexibilitätsanreize Belastungsspitzen zu bedienen versucht, ist hingegen unwirtschaftlich. Da sich Netzausbau und Netzinstandhaltung in den Netzentgelten spiegeln, ist eine solche marktliche Lenkung auch im Sinne der Endverbraucher, denen auf diese Weise ein geringeres Netzentgelt ermöglicht wird. Die Argumentation gilt spiegelbildlich auch für das Einspeisen von lokal erzeugtem Strom.

Systemdienlicher Fokus

Auf der anderen Seite kann auch argumentiert werden, dass sich Variationen der Börsenstrompreise besser in den Stromendverbraucherpreisen erkennen lassen sollten. Im Zuge eines steigenden Anteils erneuerbarer Energien werden Volatilitäten der Stromerzeugung aus den Bereichen Sonne und Wind einen zunehmenden Effekt auf die zur Verfügung stehende Menge an Strom haben. Ziel ist eine bestmögliche Verzahnung von Stromerzeugung und Stromverbrauch. Systemdienlich wäre es daher, dass der Strompreis sinkt, wenn z.B. gerade eine Wetterfront massiv für die Erzeugung von Windenergie sorgt,

² Vgl. z.B. vzbv (2020) sowie Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018).

³ Vgl. z.B. Dena (2017)

damit diese auch in möglichst großem Umfang genutzt wird. Umgekehrt müsste der Strompreis steigen, wenn z.B. durch eine Reihe dunkler Wintertage relativ wenig Solarenergie erzeugt werden kann – hierdurch entstünde eine Knappheit an verfügbarem Strom.

Beide Komponenten lassen sich nicht vollständig miteinander vereinbaren. Ein extremes Beispiel soll dies verdeutlichen: Angenommen, ungewöhnlich windige Wochen bei dauerhaftem Sonnenschein sorgen für eine weit überdurchschnittliche Energieerzeugung. Der Börsenstrompreis sinkt auf beinahe null – oder kann gar negativ werden.⁴ Durch den entsprechenden preislichen Effekt wird überdurchschnittlich viel Strom nachgefragt – diese extreme Nachfrage belastet jedoch die Netze deutlich, so dass die zeitflexiblen Netzentgelte steigen, um wiederum die Knappheit im Versorgungsnetz anzuzeigen. Dies steht dann dem ersten Effekt entgegen. Dies muss bedacht werden, ist jedoch grundsätzlich nicht als Argument entgegen entsprechender Flexibilisierungen zu sehen.

Zunächst einmal sind die Versorgungsnetze regional unterschiedlich groß und belastbar, so dass selten mit flächendeckenden Engpässen gerechnet werden muss. Des Weiteren hängen die Aussagen zur Verteilungswirkung verschiedener Reformszenarien zwischen Nachfragegruppen, aber auch zwischen Einkommensklassen privater Haushalte, von der zu Grunde gelegten Prognose der Strompreisentwicklung im Allgemeinen ab. Diese wiederum ist abhängig von den Entwicklungen der einzelnen Komponenten des Endverbrauchersstrompreises.

Der Fokus des Berichts liegt grundsätzlich auf den privaten Haushalten als Endabnehmer von Strom. Ausführungen, die andere Nachfragegruppen betreffen, sind explizit entsprechend benannt. Diese werden hauptsächlich im Zusammenhang mit Verteilungseffekten relevant.

Das weitere Gutachten ist wie folgt aufgebaut. Kapitel B erläutert detailliert die Zusammensetzung des Strompreises aus seinen einzelnen Komponenten. Die Entwicklung der Strompreiskomponenten wird dargestellt. Mit besonderem Fokus auf die staatlich veranlassten Strompreiskomponenten werden diese im Einzelnen erläutert und einer kritischen Würdigung unterzogen. Kapitel C widmet sich der Stromnachfrage. Sowohl die Entwicklung der Nachfrage in der Vergangenheit als auch Prognosen für die Zukunft mit zunehmenden flexiblen strombasierten Geräten wird dargestellt. Die starke Heterogenität der Nachfragegruppen nach Strom sowie tageszeitabhängige Nachfrageprofile werden erörtert. Schließlich wird die zentrale Frage nach der zu erwartenden Reaktion der Nachfrager bei veränderten Strompreisen, der Preiselastizität des Strompreises, erörtert. Im folgenden Kapitel D

⁴ In Fällen, in denen die Produktion die Nachfrage zeitweise deutlich übersteigt, kann es für Stromerzeuger günstiger sein, Strom zu negativen Preisen zu verkaufen als die Anlagen herunterzufahren. Es handelt sich in diesem Fällen um ein Bestreben, Verluste zu minimieren.

werden Optionen der Flexibilisierung der staatlichen Strompreiskomponenten eingehend erläutert und die jeweiligen Wirkungen der möglichen Maßnahmen beschrieben. Die entwickelten Reformoptionen werden in Kapitel E anhand stilisierter Beispiele für definierte Typhaushalte quantifiziert. Kapitel F schließt mit einem Fazit.

B. Der Strompreis

In der Regel bildet sich ein (Markträumungs-)Preis am Markt als Schnittstelle von Angebot und Nachfrage. Der Strompreis ist jedoch kein Preis, der sich mittels entsprechender Preisbildung aus einem Marktwert zuzüglich der Umsatzsteuer zusammensetzt, wie es bei den meisten nachgefragten Gütern der Fall ist. Er ist strukturell auch nicht mit anderen Energieträgern wie Gas, Heizöl, Benzin oder Diesel zu vergleichen, die der Energiesteuer unterliegen. Die Konzeption dessen, was Verbraucher letztlich als Preis für den von ihnen nachgefragten Strom zahlen, ist deutlich komplexer. Um Optionen und Wirkungen einer Flexibilisierung der staatlichen Strompreiskomponenten zu erörtern, müssen diese und ihre Interdependenzen zunächst erläutert werden.

B.1. Komponenten des Strompreises

Der Strompreis kann grundsätzlich in drei Komponenten zerlegt werden:

- Beschaffung und Vertrieb,
- Netzentgelte sowie
- staatlich veranlasste Strompreiskomponenten.

Der Stromversorger muss sämtliche Kostenkomponenten beim Vertragnehmer abrechnen. Der Stromkunde kann häufig nicht transparent nachvollziehen, wie sich seine Kosten zusammensetzen. Der Stromanbieter, mit dem der Endkunde seinen Vertrag abschließt, hat jedoch den geringsten Einfluss auf die Stromkosten. Beschaffung und Lieferung, hierin ist auch der Erzeugungspreis enthalten, machten im Jahr 2019 jedoch im Durchschnitt nur knapp 25% des Preises für eine Kilowattstunde aus.⁵ Allein dieser Anteil ist wettbewerblich konzipiert.

Die Netzentgelte verteilen die Kosten des örtlichen Netzbetreibers auf die Nutzer. Sie beziffern die Kosten für den Transport über das öffentliche Stromnetz. Netzentgelte sind regional festgelegt und unterscheiden sich deutlich anhand der Struktur vor Ort. Der Netzbetreiber stellt ein regionales Monopol dar und ist vom Endkunden nicht wählbar: Es ist das Unternehmen, an das das Stromnetz des Wohnorts angeschlossen ist. Besonders hoch sind die Netzentgelte in Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern sowie Schleswig-Holstein – den

⁵ Vgl. Bundesnetzagentur/ Bundeskartellamt (2020).

Gegenpol bilden große Städte sowie Teile Nordrhein-Westfalens und Rheinland-Pfalz. Die Bundesnetzagentur prüft und genehmigt die Kosten des lokalen Unternehmens. Tendenziell sind sie in ländlichen Regionen höher als in dicht besiedelten Städten. Durchschnittlich waren die Netzentgelte in 2019 für 23,4% des Strompreises verantwortlich.

Den mit Abstand größten Teil des Strompreises bestimmen somit die staatlichen Komponenten, bestehend aus Steuern, Abgaben und Umlagen. Sie determinieren knapp 52% des Strompreises in 2019. Ein Posten, die EEG-Umlage, sticht hier besonders hervor: Sie allein hat einen Anteil von knapp 21% am Endverbraucherstrompreis – und somit knapp das Gewicht von Beschaffung und Lieferung oder den Netzentgelten. Dies zeigt, dass der Wettbewerb unter den Stromanbietern nur zu geringen Endpreisdifferenzen führen kann, da der Strompreis überwiegend durch Entgeltverordnungen sowie Steuern und Umlagen determiniert ist. Ergo kann sich nur in diesem kleinen Anteil des Verbraucherstrompreises grob der aktuelle Börsenstrompreis spiegeln. Sowohl Netzentgelte als auch staatliche Komponenten sind mengenorientiert festgelegt (mit Ausnahme der Umsatzsteuer). Die (Grenz-)Kosten der Produktion von Strom, die seinen Preis deutlich bestimmen sollten, sind beim Endverbraucher nicht mehr erkennbar.

Exkurs: Netzentgelte – Situation und Herausforderungen

Aufgrund des Zusammenspiels aller Strompreiskomponenten seien an dieser Stelle relevante Punkte zur Netzentgeltsystematik und aktueller Reformüberlegungen genannt, auch wenn sie nicht unmittelbarer Gegenstand des Gutachtens sind. Im Rahmen der aktuellen Konzeption regionaler Netzentgelte hat die zunehmende Einspeisung erneuerbarer Energien zu unerwünschten regionalen Verteilungseffekten geführt. Regionale Unterschiede sollen daher durch das NEMoG und darauf beruhende Rechtsverordnungen bis 2023 abgebaut werden, wobei dies zunächst die Übertragungsnetzentgelte betrifft.

Besonders Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Energien produzieren, sind an entsprechende lokale Standorte gebunden. Dort, wo ein Netzausbau notwendig war und sein wird, um das Stromangebot einzuspeisen, wurden und werden die entsprechenden Kosten im regionalen Netz verortet. Dies führt zu höheren Netzentgelten der betroffenen Region, obwohl der Kreis der Profitierenden über diese hinausgeht.

Um eine effiziente Integration weiterer Erneuerbarer-Energien-Anlagen sowie strombasierter Einrichtungen zu unterstützen ist es notwendig die Netzentgeltsystematik fairer zu gestalten. Darüber hinaus ist auch eine Flexibilisierung der örtlichen Netzentgelte unerlässlich. Die Netzentgelte sollen die Kosten der Netznutzung spiegeln. In einer Welt, in der Einspeisung und Entnahmen sehr gleichmäßig über die Zeit verteilt waren – durch stetige Stromproduktion durch fossile Energieträger sowie eine relativ stetige Entnahme – wurde daher eine durchschnittliche Gebühr ermittelt und mengenbasiert in den Strompreis integriert. Diese Konzeption ist jedoch nicht mehr zeitgemäß.

Vor dem Hintergrund eines zunehmenden Einsatzes neuer flexibler strombasierter Verbrauchseinrichtungen (vgl. Kapitel C.2.2) wird die Stromnachfrage deutlich zunehmen. Dies würde statisch betrachtet einen erheblichen, netzentgelttreibenden Netzausbaubedarf bedeuten. Jedoch sind diese Einrichtungen wie E-Mobilität, Wärmepumpen etc. auch flexibler im Zeitpunkt ihrer Stromnachfrage. Gelingt es, die Stromnutzung für diese Einrichtungen in Zeitpunkte geringer Netzauslastung zu verschieben, so reduziert sich der Netzausbaubedarf potentiell erheblich.⁶

Durch eine Flexibilisierung der Netzentgelte wird eine netzdienliche Preiskomponente in den Strompreis integriert. Wie zu Beginn in Abschnitt A.2 dargestellt, muss jedoch nicht jede netzdienliche Maßnahme auch systemdienlich sein. Eine Untersuchung im Auftrag des vzbv ergab, dass Netzkosten des Niederspannungsnetzes im Durchschnitt zu 70% strukturabhängig und zu 30% belastungsabhängig sind.⁷ Dies bedeutet bei gegebenen Netzen wiederum einen hohen Fixkostenanteil, während die Flexibilisierung der Netzentgelte anhand ihrer Auslastung lediglich 30% des Netzkostenentgelts bestimmt. Für eine Flexibilisierung kann dies beispielsweise bedeuten, dass Netzentgelte bei geringer Auslastung auf 70% ihres Wertes im Status Quo gesenkt werden, bei mittlerer Auslastung auf den aktuellen Wert steigen und bei starker Auslastung weiter angehoben werden könnten.

Im Gutachten zu einer verbraucherfreundlichen Reform der Netzentgelte wird zurecht herausgearbeitet, dass eine Flexibilisierung der Netzentgelte anhand à priori bestellter unbedingter und bedingter Strommengen für private Haushalte keine nutzenstiftende sowie eine gesamtwirtschaftlich nicht effiziente Lösung ist.⁸ Die Gestaltung flexibler Netzentgelte gemessen an der Netzauslastung, seien sie klassifiziert oder stetig, stellt mit ihrem präventiven, freiwilligen und präferenzoffenbarem Charakter eine deutlich überlegene Lösungsstrategie dar – und kann bei akuten Netzengpässen durch bedingte Nutzung ergänzt werden.⁹

Im Fokus des vorliegenden Gutachtens stehen die staatlich fixierten Preisbestandteile, die – für beinahe alle Stromkunden – auch den größten Teil des Strompreises ausmachen. Abbildung B-1 zeigt die Zusammensetzung des Strompreises für Haushaltskunden.

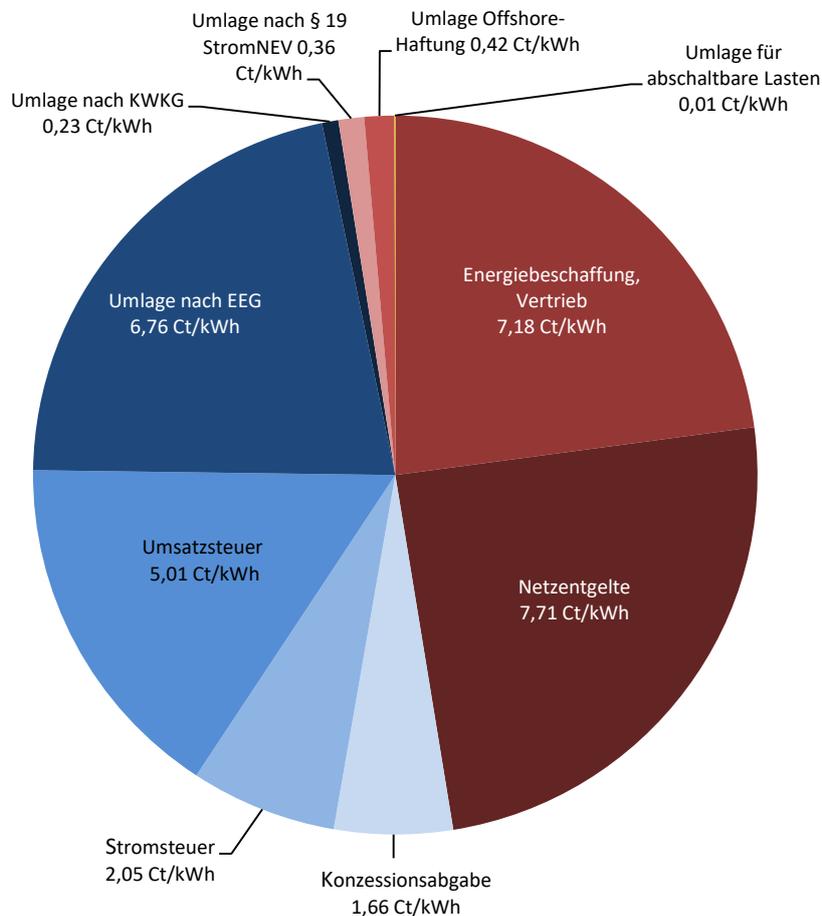
⁶ Vgl. z.B. vzbv (2020) sowie Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018).

⁷ Vgl. vzbv (2020), S. 55.

⁸ Vgl. vzbv (2019).

⁹ Für weitere Vorteile vgl. vzbv (2020).

Abbildung B-1: Zusammensetzung des Strompreises für Haushalte 2019¹⁰



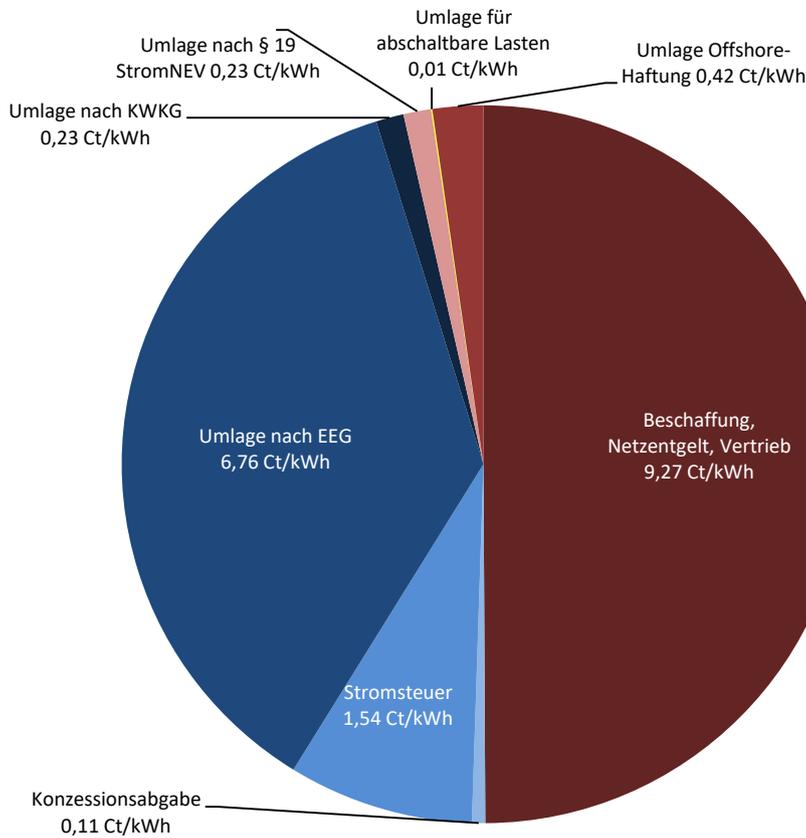
Quelle: BDEW Strompreisanalyse 2019.

In einzelnen Sektoren, wie z. B. der energieintensiven Industrie, die von einzelnen Bestandteilen wie der EEG-Umlage befreit sind, kann der staatliche Teil des Strompreises deutlich an Gewicht verlieren. Die Zusammensetzung des Strompreises ändert sich dementsprechend (siehe Abbildung B-2). Aufgrund der deutlich geringeren Gewichtung der staatlichen Komponenten durch Vergünstigungstatbestände sowie der Umsatzsteuerbefreiung gilt es für diese Bereiche andere Flexibilisierungsstrategien zu entwickeln. Auch die Unterschiede in der Art der Nachfrage sprechen für eine differenziert konzipierte Herangehensweise. Der industrielle Sektor ist besser über den eigenen Strombedarf, dessen Zeitprofil sowie temporäre Verzichtsmöglichkeiten informiert und bereits heute häufiger mit intelligenten Mess- und Steuersystemen ausgestattet als der durchschnittliche private Haushalt. Eine Flexibilisierung der Netzentgelte über bestellte unbedingte und bedingte Leistung erscheint für den

¹⁰ Durchschnittlicher Strompreis für einen Haushalt in Ct/kWh (Jahresverbrauch von 3.500 kWh).

industriellen Sektor deshalb durchaus sinnvoll, während dies für private Haushalte deutliche Nutzeneinbußen bedeuten würde.¹¹

Abbildung B-2: Zusammensetzung des Strompreises für Industrie¹²



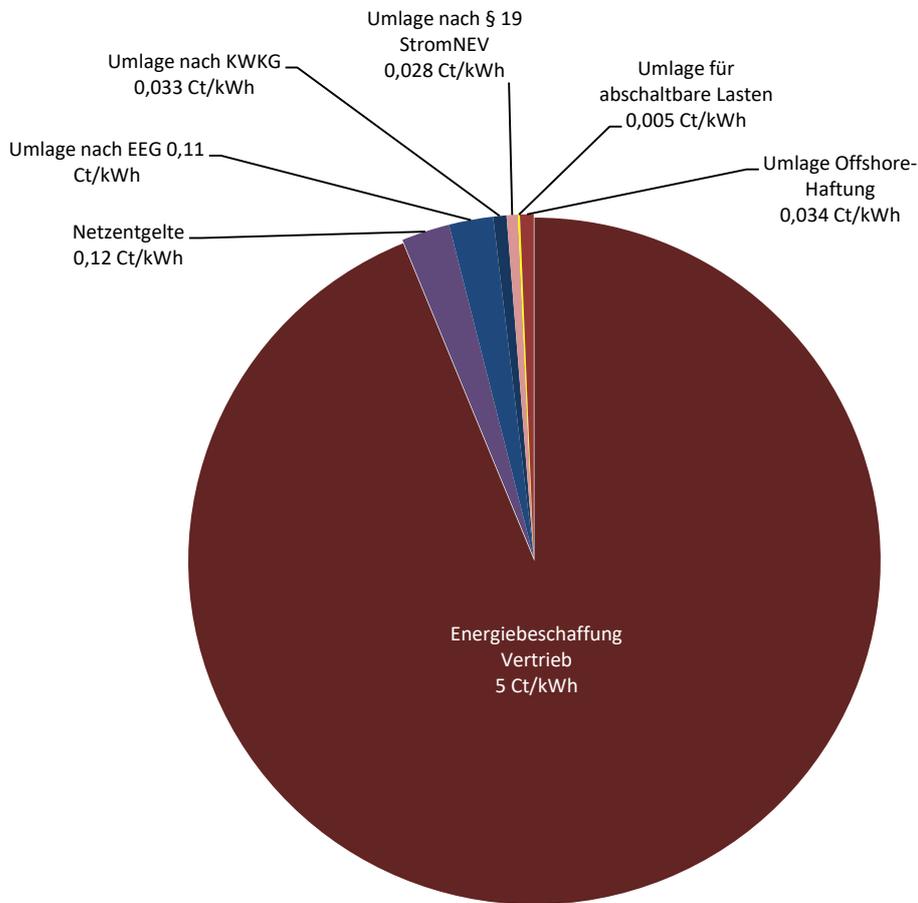
Quelle: BDEW Strompreisanalyse 2019.

Die Zusammensetzung des Strompreises verändert sich noch einmal gravierend, wenn man die maximal begünstigte stromintensive Industrie betrachtet (vgl. Abbildung B-3).

¹¹ Vgl. vzbv (2020).

¹² Durchschnittliche Strompreise für die Industrie in Ct/kWh (inkl. StromSt). Jahresverbrauch 160.000 bis 20 Mio. kWh (Mittelspannungs-seitige Versorgung; Abnahme 100kW/1.600h bis 4.000kW/5.000h).

Abbildung B-3: Zusammensetzung des Strompreises für begünstigte Industrie¹³



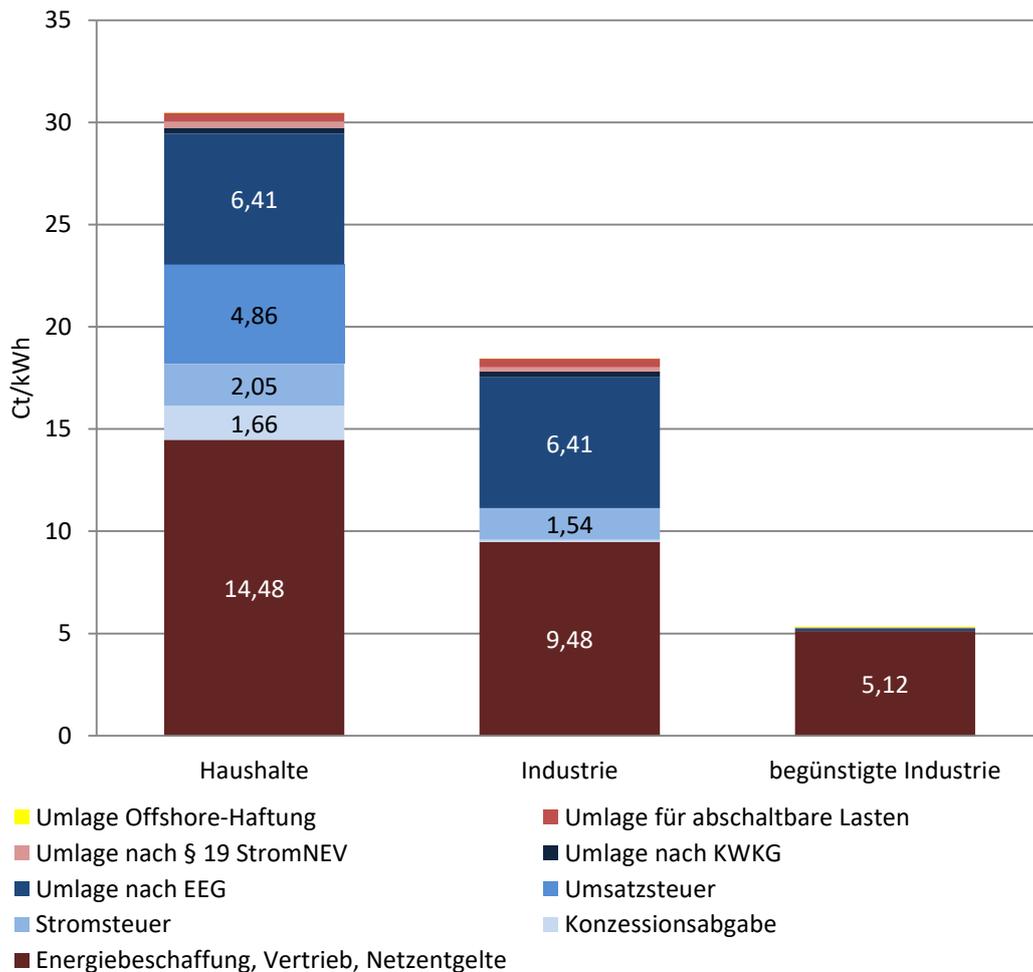
Quelle: BDEW Strompreisanalyse 2019.

Die verschiedene Belastung sektoral unterschiedlicher Nachfragegruppen hat mehrere Implikationen. Zum einen hat sie zur Folge, dass unterschiedliche Sektoren auf Kostenänderungen eines Preisbestandteils vollkommen anders reagieren, da dieser sie sehr deutlich oder beinahe gar nicht betrifft – z.B. die EEG-Umlage für Haushaltskunden und für die begünstigte stromintensive Industrie. Nicht nur die Struktur unterscheidet sich jedoch entsprechend, auch die absolute Höhe des Preises für eine Mengeneinheit Strom. Abbildung B-4 zeigt, dass „der Strompreis“ für eine kWh knapp über 5 Cent für die begünstigte stromintensive Industrie beträgt, während Haushaltskunden für die selbe Leistung von einer kWh über 30 Cent aufbringen müssen. Die Schere zwischen den Preisen ist zudem im Rahmen von Reformen über die Zeit gewachsen. Kommende Reformen, so

¹³ Durchschnittliche Strompreise für die Industrie in Ct/kWh (inkl. StromSt). Jahresverbrauch 160.000 bis 20 Mio. kWh (Mittelspannungs-seitige Versorgung; Abnahme 100kW/1.600h bis 4.000kW/5.000h).

auch Flexibilisierungsstrategien von Strompreiskomponenten, dürfen in keinem Fall zu einer noch größeren Diskrepanz zwischen den Endpreisen zwischen den Sektoren führen und Haushaltskunden nicht zusätzlich belasten.

Abbildung B-4: Vergleich der Strompreiszusammensetzung von Haushalten und (begünstigter) Industrie



Quelle: BDEW Strompreisanalyse 2019.

B.2. Strompreisentwicklung

B.2.1. Allgemeine Strompreisentwicklung

Grundsätzlich bildet sich der Marktpreis anhand der Produktionskosten unter Wettbewerbsbedingungen auf der einen und der Nachfrage gegeben eines Preises auf der anderen Seite.

Im Bereich der Strompreise wird die Preisbildung am Ursprung, der Stromproduktion und der Handelspreise an der Strombörse, unter Berücksichtigung verschiedener Formen der Stromerzeugung häufig durch das sogenannte Merit-Order-Modell erklärt. Als Merit-Order bezeichnet die Energiewirtschaft die Einsatzreihenfolge der stromproduzierenden Kraftwerke auf einem Stromhandelsplatz. Diese Einsatzreihenfolge richtet sich nach den niedrigsten Grenzkosten der Produktion, also den Kosten, die bei der letzten produzierten Megawattstunde anfallen. Solche Kraftwerke, die fortlaufend sehr günstig Strom produzieren, werden als erstes der Einspeisung zugeschaltet; Kraftwerke mit höheren Grenzkosten werden so lange hinzugenommen, bis die Nachfrage gedeckt ist. Die Annahme hinter diesem Modell ist, dass Kraftwerksbetreiber um zu produzieren stets ihre Kosten für die nächste produzierte Megawattstunde decken wollen.

An der Strombörse ergeben sich die Börsenpreise aus der Schnittstelle von Angebot und Nachfrage. Der sogenannte Market-Clearing-Price (MCP) bzw. Marktträumungspreis ist das letzte Angebot, welches einen Zuschlag erhält. Das Kraftwerk mit den teuersten Grenzkosten, welches noch Strom produziert und anbietet – das Grenzkraftwerk – definiert den Börsenpreis für alle eingesetzten Kraftwerke. Die Energiewirtschaft bezeichnet diesen Preisbildungsmechanismus als *uniform pricing*, da alle Kraftwerke denselben Preis für ihre Einspeisung ausgezahlt bekommen, auch wenn sie unterschiedliche Preise geboten haben.

Durch dauerhaft sinkende Stromproduktionskosten verschiebt sich die Kraftwerksreihenfolge: Die wachsende Einspeisung von erneuerbaren Energien verdrängt teurer produzierende Kraftwerke. Der Strombedarf, der durch erneuerbare Energien nicht gedeckt werden kann, muss konventionell gedeckt werden.

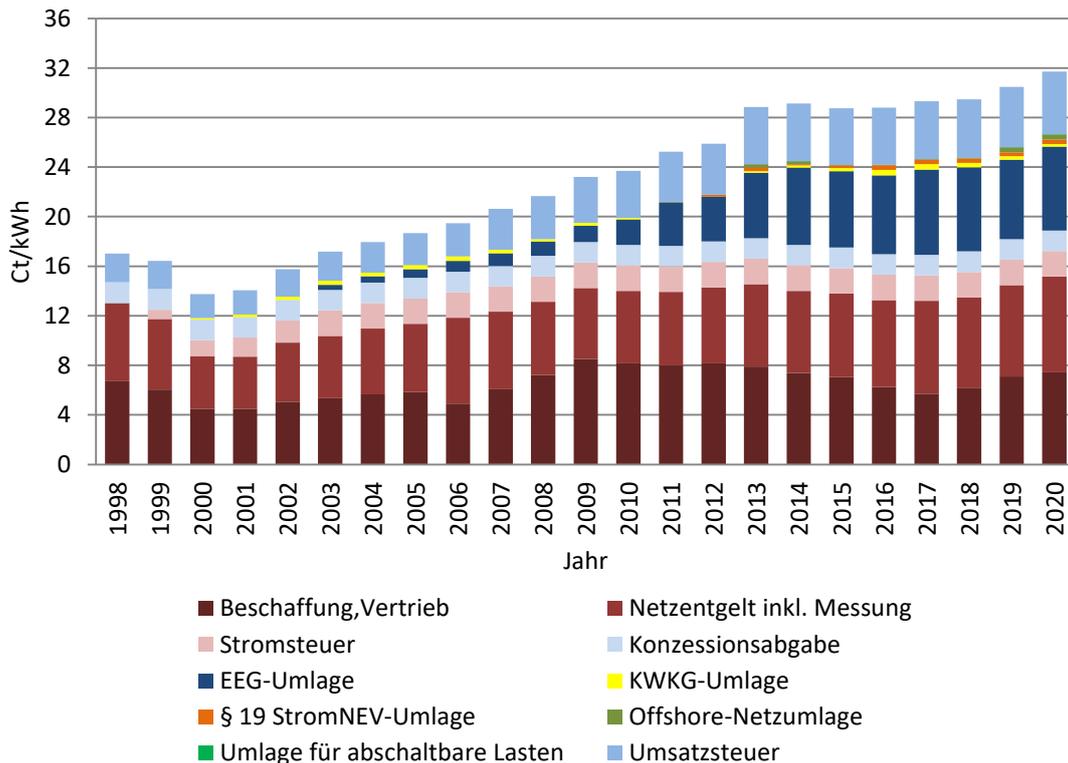
Kritisch angemerkt werden muss jedoch, dass es sich beim Merit-Order-Modell um ein statisches Modell handelt, welches nur einen Zeitpunkt und nicht eine Abfolge von Zeitpunkten betrachten kann.¹⁴ Die Dynamik der Grenzkosten im Zeitverlauf wird bei diesem Erklärungsansatz nicht berücksichtigt. Das Modell eignet sich nicht zur Abschätzung langfristiger Entwicklungen von Strompreisen. Ein solches Strommarktmodell bezieht die Einsatz-, Zubau- und Stilllegungsentscheidungen der Anlagenbetreiber mit ein und berücksichtigt auch die Fixkosten. Das Merit-Order-Modell zeigt jedoch leicht verständlich, dass mit einer Zunahme der Einspeisung erneuerbarer Energien in den Strommarkt die Strompreise mittelfristig sinken müssten, da die Grenzkosten sehr gering sind. Betrachtet man jedoch die Endpreise der Stromkunden der letzten Jahre, zeigt sich eine gegenteilige Entwicklung, die jedoch nicht durch die Börsenstrompreise erklärt werden kann.

Der Strompreis an den Börsen ist nicht mehr so hoch wie es Anfang des letzten Jahrzehnts der Fall war. Dies ist vor allem auf die steigenden Anteile erneuerbarer Energien zurückzu-

¹⁴ Vgl. Aengenvoort, Schwill (2015).

führen, mit denen zu Grenzkosten nahe null produziert werden kann. Ohne Wind- und Solarstrom wären die Handelspreise aktuell deutlich höher. Kolb et al. (2019) berechnen, dass dem Letztverbraucher trotz EEG-Umlage durch die erneuerbaren Energien und den entsprechenden Merit-Order-Effekt zwischen 2014 und 2018 etwa 40 Mrd. Euro Kosten erspart werden konnten.

Abbildung B-5: Entwicklung des Strompreises und seiner Bestandteile 1998-2020



Quelle: BDEW, eigene Darstellung.

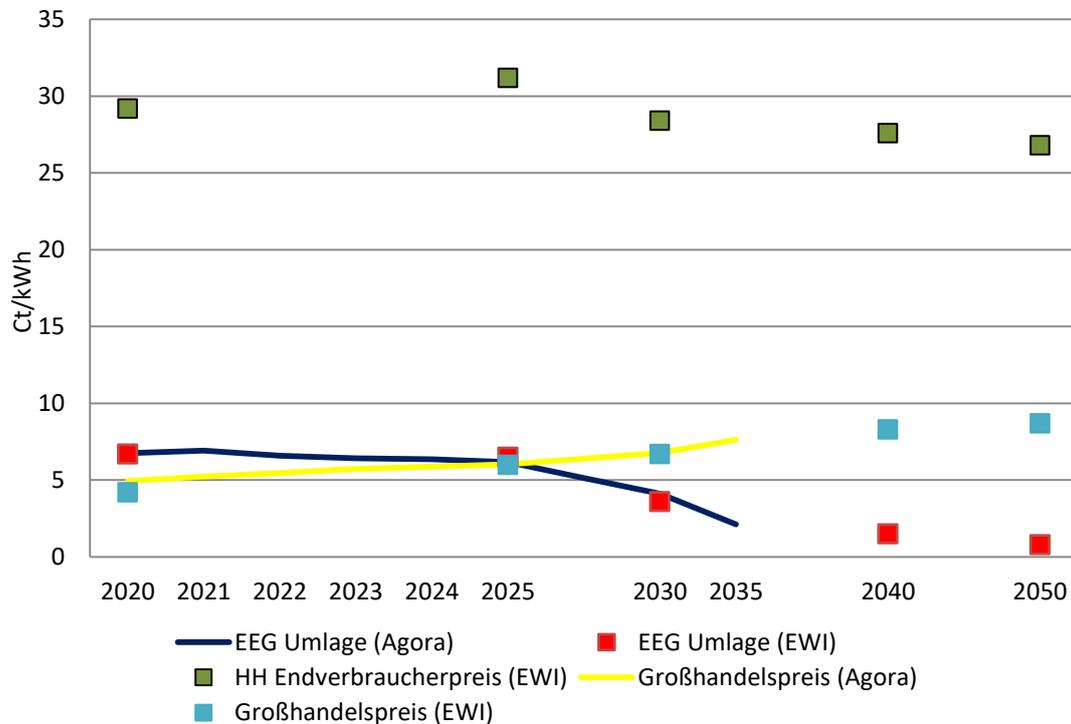
Erwartet wird, dass die Börsenstrompreise exklusive des in 2021 beginnenden nationalen Emissionshandels (nEHS) leicht sinken. Die vergleichsweise niedrigen Beschaffungskosten spiegeln sich jedoch nicht im Endstrompreis: Deutschland gehört zu den Ländern mit den niedrigsten Handelspreisen, hat jedoch einen der höchsten Endverbrauchspreise. Dieser stieg zwischen 2000 und 2020 von knapp 14 auf über 31 Ct je Kilowattstunde. Dies wiederum ist auf die in den letzten Jahren gestiegene EEG-Umlage zurückzuführen, von welcher der Endverbrauchspreis maßgeblich beeinflusst wird. Die EEG-Umlage agiert in diesem Zusammenhang inhaltlich advers: Sinken die Börsenstrompreise – z.B. durch eine erhöhte Nutzung Energien mit geringeren Grenzkosten – steigt implizit die EEG-Umlage, da diese die Differenz zwischen Marktpreis und festgelegter Vergütung ausgleicht bzw. die Marktprämie sich an den Handelspreisen orientiert. Stromkunden förderten also in der Vergangenheit durch die EEG-Umlage den Ausbau erneuerbarer Energien, was auch für sie günstigeren

Strom bedeuten sollte. Dieser Effekt tritt jedoch bis dato durch die technische Ausgestaltung einer automatisch steigenden Umlage nur bedingt ein.

Die meisten Prognosen des Strompreises erwarten in Zukunft tendenziell geringere Strompreise.¹⁵ Dies ist in der langen Frist zum einen auf eine günstige Produktion durch erneuerbare Energien zurückzuführen, die zu sehr niedrigen Grenzkosten produzieren können, jedoch anfangs hohe Fixkosten der Einrichtung der Produktionsstätten mit sich bringen. Zum Zweiten hat die EEG-Umlage 2020 ihren Höhepunkt erreicht und begibt sich nun auf einen sinkenden Pfad, da eine Teilfinanzierung durch den aktuell anlaufenden nationalen Emissionshandel (nEHS) erfolgt. Dieser verteuert konventionell erzeugten Strom gegenüber grünem noch einmal, was erneuerbaren Energien mittelfristig einen Wettbewerbsvorteil verschafft. Gleichzeitig sorgt dieser jedoch insgesamt für einen teureren Strompreis bei Stromerzeugern, die dem nEHS unterliegen und ihre Zertifikatsausgaben entsprechend einpreisen. Dies bietet großes Potential für strukturell notwendige, gesamtwirtschaftlich effiziente und verbraucherfreundliche Reformen. Aufgrund der, im internationalen Vergleich, ohnehin hohen Endverbraucherpreise gilt es darauf zu achten, dass Reformen der Strompreiskomponenten für keinen Haushaltstyp und keine Einkommensklasse zu weiteren Verteuerungen führen. Die perspektivisch sinkenden Strompreise bieten in dieser Hinsicht Spielraum für Umstrukturierungen, die auch geringere Einkommensklassen nicht stärker belasten.

Langfristige Prognosen des (Börsen-)Strompreises sind mit Unsicherheit behaftet, da weder der Preispfad für den Emissionshandel noch der Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung in 2050 aktuell mit absoluter Verlässlichkeit geschätzt werden können. Sie dienen nichtsdestotrotz als ein guter Indikator langfristiger Trends. Agora Energiewende prognostiziert einen Anstieg des Börsenstrompreises – inklusive Einpreisung der Zertifikate des nEHS – von knapp 3 Ct im Zeitraum 2020 bis 2035. Auf der anderen Seite sinkt jedoch die EEG-Umlage, so dass sich die Summe aus Beschaffung und EEG-Umlage im selben Zeitraum insgesamt verringert. Nach einer Prognose des Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (EWI) steigt der Großhandelspreis inklusive des Preiszuschlags durch das nEHS ausgehend von 4,2 Ct/kWh in 2020 auf 8,7 Ct/kWh in 2050. Insgesamt rechnet jedoch auch das EWI langfristig mit fallenden Endverbraucherpreisen für alle Sektoren. Ein Maximalwert wird in dieser Schätzung nach 2025 erreicht; dieser kann jedoch durch entsprechende Maßnahmen wie einer (teilweisen) Umfinanzierung der EEG-Umlage oder eines Ersatzes, auch unter Bindung der Einnahmen des nEHS, vermieden werden.

¹⁵ Vgl. z. B. Agora Energiewende(2020a) oder EWI (2014).

Abbildung B-6: Entwicklung der Großhandelspreise, des HH-Endverbraucherpreises sowie der EEG-Umlage

Quelle: Agora Energiewende(2020a) EEG-Rechner, EWI (2014); Eigene Darstellung.

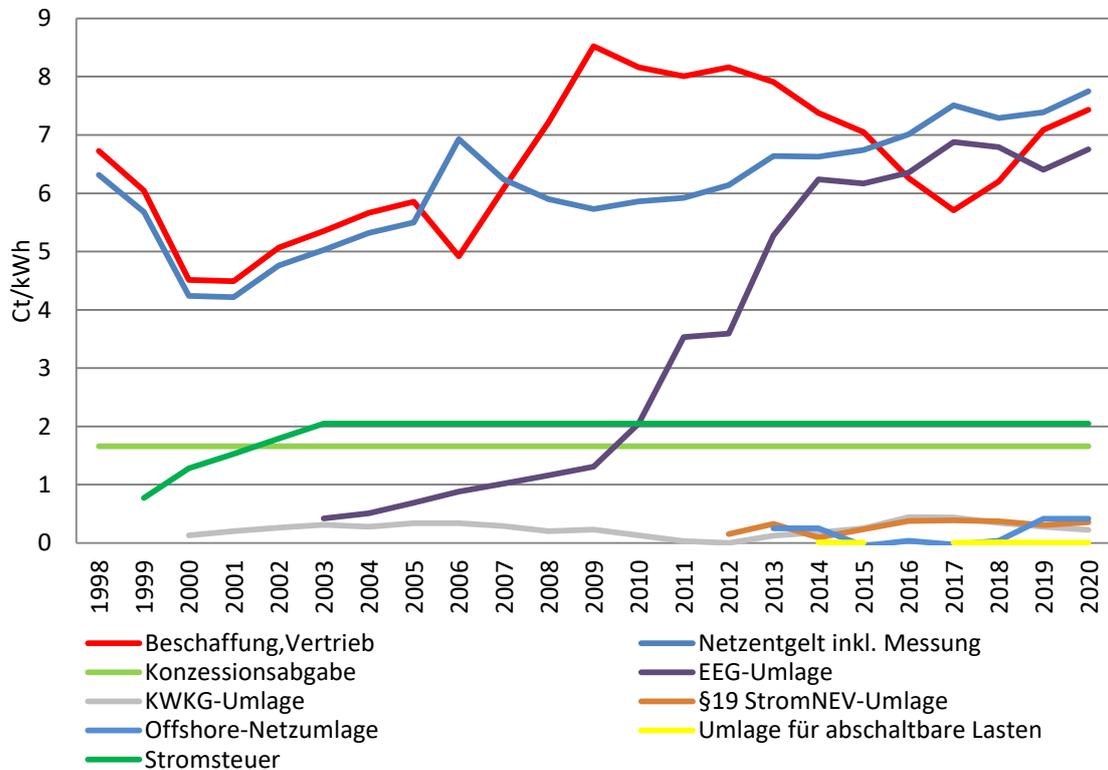
B.2.2. Entwicklung der staatlich veranlassten Strompreiskomponenten

Dieser Abschnitt stellt die Entwicklung der einzelnen Strompreiskomponenten im Laufe der letzten beiden Jahrzehnte im Detail dar. Auf diese Weise können kritische Entwicklungen einzelner staatlicher Strompreiskomponenten erkannt werden, die einen Hinweis auf Handlungsbedarf geben.

Betrachtet man die Entwicklung der einzelnen Komponenten, so sticht die EEG-Umlage besonders hervor. Während dieser Bestandteil in den Jahren 2010 bis 2020 deutlicher Treiber der Strompreissteigerungen war, wird ab 2022 ihr sukzessives Absinken zu geringeren Strompreisen beitragen. Wie stark ausgeprägt dieser Effekt sein wird hängt davon ab, inwiefern aktuell diskutierte Pläne zu einer Entlastung der EEG-Umlage bis zu ihrer Abschaffung umgesetzt werden. 2003, im Jahr ihrer Einführung, betrug die Umlage 0,42 Ct je Kilowattstunde. Seither ist sie stetig gestiegen und erreichte 2017 mit 6,88 Ct je Kilowattstunde ihren historischen Höchstwert (vgl. Abbildung B-7). Auch die Netzentgelte sind in den vergangenen Jahren, wenngleich nicht in gleichem Maße, stetig angestiegen und stellen mit 7,75 Ct je Kilowattstunde 2020 die größte einzelne Preiskomponente dar. Der Preis für Strombeschaffung ist in den letzten 10 Jahren gesunken. Nachdem er im Jahr 2009 mit 8,52 Ct je Kilowattstunde seinen Höchstwert erreicht hatte, lag er 2017 bei 5,71 Ct je Kilowattstunde,

bevor er in den letzten Jahren wieder leicht angestiegen ist (7,43 Ct je Kilowattstunde in 2020).

Abbildung B-7: Entwicklung der einzelnen Strompreiskomponenten 1998 bis 2020¹⁶



Quelle: BDEW, Strompreisanalyse, Jan. 2020. Annahme: Haushaltsjahresverbrauch von 3.500 kWh. Eigene Darstellung.

Prognosen für die einzelnen staatlich veranlassten Komponenten sind, vor allem bezüglich der EEG-Umlage, mit Unsicherheiten behaftet und interagieren mit den prognostizierten Nachfragesteigerungen. Aufgrund dieser Interdependenzen werden sie im Rahmen des nächsten Abschnitts B.3.1 im Einzelnen erläutert.

B.3. Wirkung der staatlichen Strompreiskomponenten

B.3.1. Qualitative Wirkung der aktuellen einzelnen Ausgestaltungen

Die staatlichen Strompreiskomponenten, die in Abschnitt B.1 benannt und deren Entwicklungen in B.2 beschrieben wurden, werden an dieser Stelle eingehend anhand ihrer Ziele und grundsätzlichen Art der Ausgestaltung geprüft. Erreicht die jeweilige Steuer oder Um-

¹⁶ Für das Jahr 2020 wurden 19% Mehrwertsteuer angesetzt.

lage ihr erklärtes Ziel? Welche Verzerrungen treten durch sie auf – sowohl sektoral, zwischen Stromnachfragern, als auch intersektoral zwischen Strom und anderen Energieträgern? Eine vollständige Evaluation aller Tatbestände kann und soll im Rahmen dieses Gutachtens nicht erfolgen und beschränkt sich deshalb auf eine Evaluation der Aspekte, die für die nachstehenden Ausführungen relevant sind.

B.3.1.1. EEG-Umlage

Die Umlage zur Förderung der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien, nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz, wurde 2003 eingeführt. Bis 2014 garantierte die Subvention Betreibern von Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen), die ins öffentliche Netz einspeisen, eine festgelegte, planbare Vergütung über einen Zeitraum von i.d.R. 20 Jahren. Seit 2014 erhalten die Betreiber eine Marktprämie, welche die Differenz zwischen auf dem Markt erzielbarem Preis und Produktionskosten ausgleicht. Die kumulierte benötigte Fördersumme wird über die EEG-Umlage durch die Stromverbraucher finanziert; Ausnahmeregelungen gelten für stromverbrauchsintensive Industriezweige, die zu großen Teilen von der EEG-Umlage befreit sind (vgl. Abbildung B-1, Abbildung B-2 und Abbildung B-3).

Eine Subventionierung des Ausbaus von Anlagen zur Generierung erneuerbarer Energien war sinnvoll und notwendig, um die Energiewende voranzubringen. Seit ihrer Einführung wird jedoch kontrovers über die Art der Finanzierung diskutiert. Während andere Energieträger, unter ihnen auch fossile Energieerzeugung, aus dem Staatshaushalt gefördert werden, wurde für die Subventionierung der Erneuerbare-Energien-Anlagen eine direkte Finanzierung durch die Stromnachfrager beschlossen. Dieser Teil der Energiewende wird somit nicht von der Allgemeinheit der Steuerzahler gemäß Leistungsfähigkeitsprinzip finanziert, sondern von den Stromendverbrauchern.

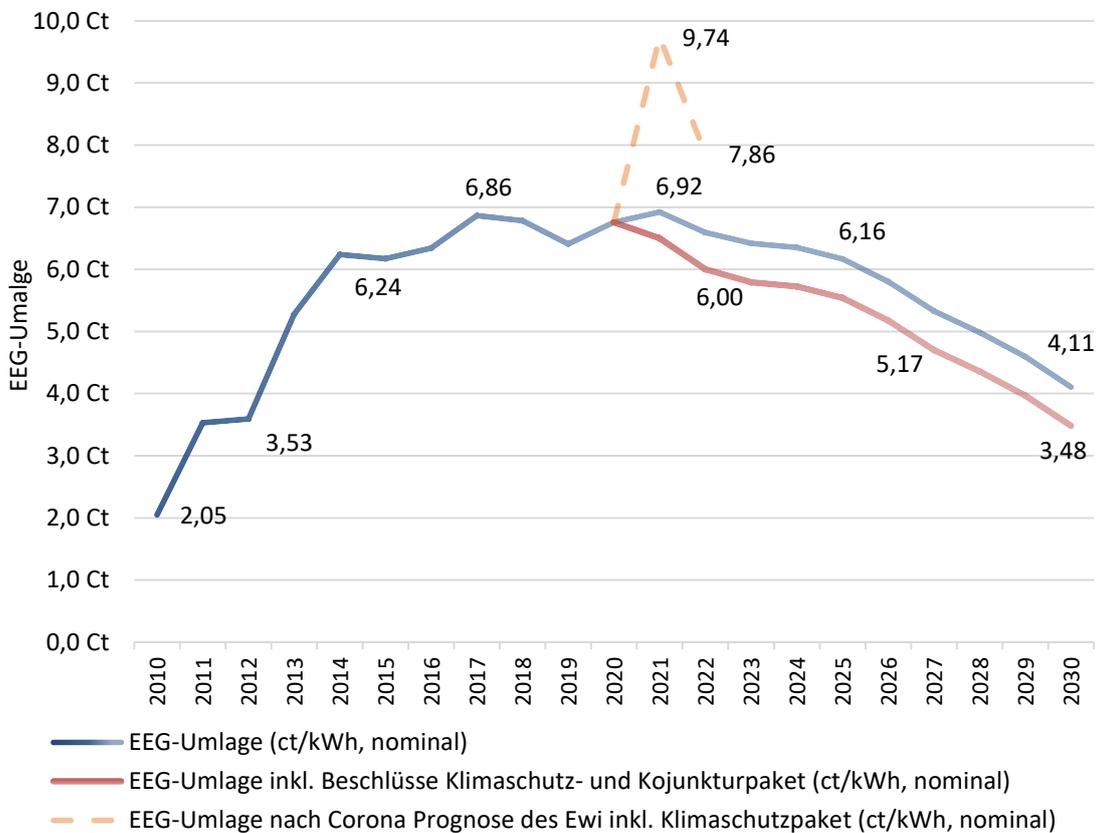
Die EEG-Umlage orientiert sich allein an der verbrauchten Strommenge, unabhängig vom aktuellen Börsenstrompreis, der Netzauslastung sowie dem Einkommen des Haushalts. Die EEG-Umlage erhöht somit den Strompreis für private Haushalte deutlich und gleichmäßig für jede einzelne verbrauchte Kilowattstunde. Somit wirkt sie regressiv in der Einkommensverteilung: Da die Ausgaben für Strom und Energie im Allgemeinen bei einkommensschwächeren Haushalten einen größeren Anteil des verfügbaren Einkommens einnehmen, werden diese besonders stark durch eine solche Strompreiserhöhung belastet.

Parallel tritt zudem im kommenden Jahr das nationale Emissionshandelssystem (nEHS) des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG) in Kraft. Das BEHG ergänzt das europäische System des Emissionshandels (EU ETS) durch ein nationales System. Ab 2021 wird durch das nEHS eine Bepreisung der CO₂-Emissionen, zunächst bis 2025 zu fixierten Zertifikatspreisen, umgesetzt. Parallel soll die EEG-Umlage ohnehin sinken, um Haushalte und Unternehmen hinsichtlich ihrer Stromkosten zu entlasten.

Abbildung B-8 stellt die Entwicklung der EEG-Umlagesätze für die Jahre 2010 bis 2020, sowie verschiedene Prognosen zur zukünftigen Entwicklung dar. Die Umlagesätze sind von 2,05 Ct/kWh (nominal) in 2010 auf 6,76 Ct/kWh im Jahr 2020 gestiegen; sie erreichen in 2021 mit 6,92 Ct/kWh ihr Maximum und sinken in Folge bis auf 4,11 Ct/kWh im Jahr 2030.

Berücksichtigt man die Maßnahmen des Klimaschutzpakets in der Prognose, bewirken diese eine verstärkte Senkung der EEG-Umlage um exogen gesetzte Faktoren: Die Bundesregierung hat beschlossen, den Umlagesatz 2021 um 0,25 Ct, 2022 um 0,5 Ct und ab 2023 um 0,625 zu senken.¹⁷ Der EEG-Umlagesatz ab 2021 stärker und schneller; 2030 beträgt er in diesem Szenario 3,48 Ct/kWh.

Abbildung B-8: Prognosen der EEG-Umlage bis 2030



Quelle: Agora EEG-Rechner (2020a; Wagner, Arnold, Jeddi(2020)); Eigene Darstellung.

Aufgrund der aktuellen Wirtschaftsentwicklung durch die Covid-19-Pandemie ist allerdings kurzfristig aufgrund der aktuellen Wirtschaftsentwicklung mit einer gegenläufigen Entwicklung und, ohne Eingriffe, mit einer steigenden EEG-Umlage zu rechnen. Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) hat den Einfluss der Covid-19-Pandemie

¹⁷ Bundesregierung (2020a).

auf den Großhandelsstrompreis und die EEG-Umlage untersucht, um die Effekte für private Haushalte zu schätzen. Es wurde ein Szenario berechnet, bei dem der Großhandelsstrompreis sowie der Gaspreis deutlich sinken. In diesem Fall stiege die EEG-Umlage 2021 und 2022, trotz der beschlossenen Entlastung von 0,25, bzw. 0,5 Ct/kWh, deutlich an. Ohne die EEG-Entlastungen durch das BEHG stiege die Umlage 2021 auf 9,99 Ct/kWh, mit Entlastung immerhin noch auf 9,74 Ct/kWh.

Bei einer Entlastung der EEG-Umlage ab 2021, die potentiell über die bereits beschlossene Deckelung hinausgeht, sind auch Flexibilisierungsoptionen und -effekte anders zu bewerten. Das Gutachten trägt dem im weiteren Verlauf durch eine entsprechende Analyse alternativer Szenarien Rechnung (vgl. Kapitel E.2).

Kritik an der EEG-Umlage

Implizit hemmt die EEG-Umlage damit auch den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien, da die deutliche Mehrbelastung des Stroms gegenüber anderen Energieträgern die Sektorkopplung bremst. Im aktuellen Preisgefüge lohnen sich entsprechende Investitionen deutlich weniger, als es bei Betrachtung der „wahren Preise“, ohne staatliche Eingriffe in das Preisgefüge (jenseits der Umsatz- und einer harmonisierten Energiesteuer), der Fall wäre. Die Steuerungs- und Lenkungswirkung der EEG-Umlage im Wettbewerb zwischen Strom und anderen Energieträgern ist deshalb als negativ zu beurteilen. Hinzu kommen hohe Bürokratiekosten der EEG-Umlage, sowohl hinsichtlich ihrer Festsetzung als auch Kontrolle, Einziehung und ihrer Sonderregelungen.

Die Art der Finanzierung der erneuerbaren Energien – wenngleich zeitlich begrenzt – wirkt inhaltlich widersprüchlich: Durch den steigenden Anteil erneuerbarer Energien im Strommarkt, die zu Grenzkosten nahe null produzieren können, sinkt der Börsenstrompreis. Durch den festgelegten Vergütungssatz, der bis 2014 bestand, erhöht sich dadurch die Marge zum garantierten Preis, die auszugleichen ist. Seit 2014 wird eine Marktprämie gezahlt, die die Differenz zwischen dem Großhandelspreis des Stroms und der Förderhöhe der speziellen Anlage ausgleicht. Die Höhe der Marktprämie wird seit dem EEG 2017 durch wettbewerbliche Ausschreibungen bestimmt.

Ein weiterer Grund für die deutliche Belastung der privaten Haushalte mittels EEG-Umlage besteht in den Ausgleichsregelungen für stromintensive Industrien. Durch diese wird die Energiewende, die über sinkende Börsenstrompreise mittel- und langfristig auch der Industrie zu Gute kommt, nur von einem Teil ihrer Nutznießer finanziert. Ob Ausnahmetatbestände für energieintensive Unternehmen in diesem Maße zum Schutz der Wettbewerbsfähigkeit notwendig sind, ist umstritten. Bode und Groscurth (2006) zeigen, dass das EEG nicht, wie oft pauschal behauptet, zu einem steigenden Strompreis führt, der die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft gefährden könnte. In dieser politischen und interessensgeprägten Debatte ist die Wirkung des Ausbaus von EE-Anlagen auf den Großhan-

delsstrompreis nicht berücksichtigt. Der Beitrag zeigt, dass durch die Förderung von EE-Anlagen der Großhandelspreis sinkt, so dass auch die Strombezugskosten der Industrie fallen. Dieser Effekt ist umso größer, je höher die Nachfrageelastizität im Strommarkt ist. Da die Umlage zudem unabhängig von der Netzauslastung ist, kann sie durch ihre absolute Höhe auch Bemühungen flexibler Netzentgelte, die Knappheiten im Netz durch Preissignale deutlich machen und entsprechende Verhaltensreaktionen einer temporären Nachfrageverringerung anreizen sollen, verwässern. Die Variation der Netzentgelte kann die gewünschten und effizienten Nachfrageveränderungen dann nicht mehr im anvisierten und gesamtwirtschaftlich effizienten Maße, sondern lediglich in abgeschwächter Form bewirken.

Die Umlage wirkt sich zudem kontraproduktiv auf einen sinnvollen Anreiz aus einer systemischen Perspektive. Es ist effizient, wenn mehr Strom zu Zeiten nachgefragt wird, in denen z.B. durch eine günstige Wetterlage viel Strom zu Grenzkosten nahe null produziert werden kann. Da diese Preiskomponente durch die staatlichen Strompreiskomponenten beim Endverbraucher kaum sichtbar wird, sind effiziente Reaktionen nicht in ausreichendem Maße zu erwarten.

Aktuelle Diskussionen über eine Reform der EEG-Umlage

Alternative Finanzierungsformen der EEG-Umlage werden in Studien bereits seit mehreren Jahren intensiv diskutiert. Bettzüge et al. (2017) analysieren die Wirkungen einer alternativen Finanzierung der EEG-Umlage als Umlage innerhalb des Stromsektors, als energiebezogene Abgabe oder nicht energiebezogene Abgabe. In diesem Rahmen wurde auch eine Finanzierung in Abhängigkeit der Anschlussleistung eines Haushalts untersucht, was tendenziell bereits eine partielle Flexibilisierung bedeutet. Weitere Optionen stellen die Ausgestaltung als CO₂-basierte Abgabe oder die Finanzierung über den Bundeshaushalt durch eine entsprechende Anpassung der Umsatz- und/oder Einkommensteuer dar. Dieser Option liegt das Argument zu Grunde, dass die Finanzierung der Energiewende als allgemeine Staatsaufgabe interpretiert werden und entsprechend über das Spektrum öffentlicher Einnahmen subventioniert werden sollte.

Aktuell werden in öffentlichen und wissenschaftlichen Debatten, auch vor dem Hintergrund der laufenden konjunkturellen Herausforderungen der Corona-Krise, wieder vermehrt Optionen einer mindestens partiellen Umfinanzierung der EEG-Umlage diskutiert. Im Rahmen des Konjunkturpakets zur Bekämpfung der Folgen der Covid-19-Pandemie ist bereits beschlossen, die EEG-Umlage auf 6,5 Ct/kWh in 2021 sowie 6,0 Ct/kWh in 2022 zu begrenzen. Diese Zusagen liegen geringfügig unter den vor dem Ausbruch der Covid-19-Pandemie prognostizierten EEG-Umlagen (inkl. der Beschlüsse aus dem Klimaschutzpaket), jedoch höher als die Umsetzung der Vereinbarungen aus dem Vermittlungsausschuss. Dies bedeutet eine bereits beschlossene Teilfinanzierung aus dem Bundeshaushalt i.H.v. 11 Mrd.

Euro. Über diese bereits beschlossene Maßnahme hinaus seien zwei aktuelle Vorschläge benannt:

- Agora (2020b) empfiehlt, zusätzlich zur Verwendung der Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung zur Senkung der EEG-Umlage, was eine Minderung von 1,5 Ct bedeuten würde, dass aus dem Bundeshaushalt im Rahmen des Corona-Konjunkturprogramms ein Zuschuss von 5 Ct je Kilowattstunde gewährt wird. Dies würde – ausgehend von der Standardprognose – einer effektiven Senkung der EEG-Umlage auf 3,6 Ct entsprechen. Die Subventionierung aus dem Bundeshaushalt kann mit den zukünftig steigenden Einnahmen aus dem nEHS sukzessive abgeschmolzen werden, was letztlich die Abschaffung der EEG-Umlage bedeutet. Im von Agora vorgeschlagenen Szenario würde der durchschnittliche Verbraucherpreis für Haushaltsstromkunden 2021 um 4 Ct sinken.
- In einer gemeinsamen Kurzstudie schlagen die Deutsche Energie-Agentur (dena), das Finanzwissenschaftliche Forschungsinstitut an der Universität zu Köln (FiFo) sowie die Stiftung Umweltenergie recht die Absenkung der EEG-Umlage auf null zum 1.1.2021 vor.¹⁸ Zur partiellen Gegenfinanzierung des Bundeshaushalts soll in Ergänzung zu den bereits auf den Weg gebrachten Maßnahmen zur Senkung der EEG-Umlage durch die CO₂-Bepreisung die Stromsteuer für einen begrenzten Zeitraum – bis 2030 – verdoppelt werden. Dies führt im aggregierte Effekt zu einer Vergünstigung des Strompreises.¹⁹ Die vorgeschlagenen Maßnahmen haben durch die zeitweilige Entlastung der Haushalte (mit Ausnahme des reichsten Dezils), folglich auch eine potentiell konjunkturstimulierende Wirkung.²⁰ Die Maßnahme der Stromsteuerverdopplung ist im Rahmen dieses Vorschlags als einfache, schnell umsetzbare Lösung mit positiver Verteilungswirkung zu verstehen und ersetzt nicht die Notwendigkeit einer umfassenden konsistenten Reform der Besteuerung aller Energieformen unter Berücksichtigung der CO₂-Intensität.

Die Flexibilisierungsoptionen der EEG-Umlage, sowie Optionen ökonomisch nicht sinnvollen Rigiditäten der Umlage bei aufkommensneutraler Finanzierung zu mildern oder gar in gewünschte Prozesse unterstützende Bahnen zu lenken, werden in Kapitel D erörtert und in ihre Wirkung anhand stilisierter Beispiele in Kapitel E quantifiziert.

B.3.1.2. Stromsteuer

Die zweithöchste Belastung durch Steuern, Abgaben und Umlagen erfolgt durch die Stromsteuer. Im Vergleich mit der EEG-Umlage, dem größten staatlich veranlassten Posten, be-

¹⁸ Vgl. dena/FiFo/Stiftung Umweltrecht (2020).

¹⁹ Vergünstigungen erfahren alle Branchen, außer dem Teil der Industrie, die ohnehin Begünstigungen bei EEG-Umlage und Stromsteuer erhielt.

²⁰ Für weitere Vorteile, auch im Bürokratieabbau, vgl. dena/FiFo/Stiftung Umweltrecht (2020).

trägt die Stromsteuer bereits nur noch ca. 1/3 der Belastung. Sie wurde im Jahr 1999 als Teil der ökologischen Steuerreform zur Förderung klimapolitischer Ziele eingeführt. Ziel war es, einen Anreiz zu geringerem Energieverbrauch durch eine Lenkungssteuer zu setzen.

Die Stromsteuer beträgt seit 2003 konstant 2,05 Ct je Kilowattstunde; Ausnahmen bestehen, zum Erhalt der internationalen Wettbewerbsfähigkeit, für die Industrie, die lediglich die Hälfte des Steuersatzes aufbringen muss (vgl. Abbildung B-1, Abbildung B-2 und Abbildung B-3). Das wettbewerbspolitische Ziel der Steuervergünstigung steht somit im Widerspruch zur intendierten klimapolitischen Lenkungswirkung der Stromsteuer.

Die Stromsteuer ist ebenso wie die EEG-Umlage mengenbasiert. Unabhängig davon, wie viel ein Haushalt an Strom verbraucht, verteuert die Stromsteuer jede einzelne Kilowattstunde um gut zwei Cent. Dies ist aufgrund ihrer regressiven Wirkung verteilungspolitisch als kritisch zu bewerten.

Betrachtet man die Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien am Stromverbrauch, bei gleichzeitiger Einführung weiterer ökologischer Abgaben, so scheint die Stromsteuer nicht mehr zeitgemäß. Ohne in diesem Rahmen eine vollständige Evaluation leisten zu können, seien die Kritikpunkte, die an späterer Stelle für Flexibilisierungsoptionen relevant sind, an dieser Stelle kurz benannt: Die Zielsetzung der Stromsteuer wird durch ihre aktuelle Ausgestaltung nicht mehr effektiv adressiert. Die Förderung eines sparsamen Umgangs mit Energie hat im Rahmen einer konsistenten Energiebesteuerung die besten Aussichten auf Erfolg. Die deutlich unterschiedlichen Energiesteuersätze, die auf Strom, Gas, Heizöl, Benzin und Diesel erhoben werden, verzerren die Preise zwischen den Energieträgern und führen damit zu einem ineffizienten Einsatz der verschiedenen Energieträger – zu Lasten des Strompreises, der der höchsten Belastung unterliegt, und damit zu Lasten der sinnvollen und notwendigen Sektorkopplung.

Durch den jüngst begonnenen nationalen Emissionshandel wird das Ziel der Stromsteuer letztlich ein weiteres Mal angesteuert, jedoch sehr viel effektiver und effizienter, da der Emissionshandel eben genau an die Klimaschädlichkeit, gemessen an den CO₂-Emissionen, anknüpft. Mittelfristig sollte der nEHS daher durch die inhaltlich überlappende Ausrichtung in Kombination mit einer konsistenten Energiebesteuerung aller Energieträger die Stromsteuer ersetzen.

Flexibilisierungsoptionen der Stromsteuer – mangels einer absehbaren umfassenden Energiesteuerreform, die die Stromsteuer obsolet machen würde – werden in Kapitel D diskutiert und ihre Wirkung anhand stilisierter Beispiele in Kapitel E quantifiziert.

B.3.1.3. Konzessionsabgabe

Die Konzessionsabgabe finanziert die Entgelte für die Nutzung kommunaler Wege. Sie wird von den Netzbetreibern an die Kommunen entrichtet. Die konkrete Höhe richtet sich nach dem Wegenutzungsvertrag zwischen Gemeinde und Netzbetreiber.

Stromendverbraucher zahlen im gewichteten Durchschnitt 1,66 Ct je Kilowattstunde für die Konzessionsabgabe, die jedoch interkommunal nicht einheitlich ist. Im Gegensatz zu den Netzentgelten, die in städtischen Gebieten niedriger als im ländlichen Raum ausfallen, ist die Konzessionsabgabe in größeren Städten und Gemeinden höher. Die Konzessionsabgabe bewirkt daher ceteris paribus eine Variation des Strompreises für Endverbraucher in Abhängigkeit ihres Wohnorts.

Für die Abgabe sind Maximalwerte in der Konzessionsabgabenverordnung (KAV) in § 2 Abs. 2 KAV vorgegeben, die in der Regel ausgereizt werden. Sie liegen je nach der an der Einwohnerzahl einer Stadt oder Gemeinde bemessenen Größe zwischen 1,32 und 2,39 Ct je Kilowattstunde. Auch hier erhalten stromintensive Abnehmer wiederum eine Vergünstigung: die Konzessionsabgabe beträgt bei einem Verbrauch von mehr als 30.000 Kilowattstunden im Jahr lediglich 0,11 Ct pro Kilowattstunde (vgl. Abbildung B-1, Abbildung B-2 und Abbildung B-3).

Die Konzessionsabgabe ist somit eine Abgabe auf die Menge des konsumierten Stroms, unabhängig von Gegebenheiten auf dem Strommarkt und dem Netzzustand. Aufgrund ihrer geringeren Höhe hat sie jedoch bereits deutlich weniger Einfluss auf flexible Preissignale des wettbewerblichen Anteils des Strompreises oder der Netzentgelte. Inhaltlich beziffert sie jedoch faktisch die Kosten des lokalen Netzbetreibers. Diese haben einen qualitativ entgegenstehenden Verlauf zu den sonstigen Netzentgelten, daher kann es als sachgerecht bewertet werden, die Konzessionsabgabe in die Netzentgelte einzubeziehen. Auf diese Weise erfährt diese Preiskomponente eine implizite, netzdienliche Flexibilisierung durch zeitvariable Netzentgelte. Insgesamt ist hierbei auf eine Umsetzung zu achten, die annähernd aufkommensneutral ist.

B.3.1.4. Umlage nach KWKG

Die KWKG-Umlage wurde 2002 mit dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKGz) eingeführt. Ihr Ziel ist es hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zu fördern. Betreiber von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen haben unter bestimmten Voraussetzungen Anspruch auf die Zahlung bestimmter Zuschläge für den von ihnen erzeugten KWK-Strom. Ebenso werden im KWKG Zuschläge zur Förderung von Wärme-Kälte-Netzen sowie -Speichern geregelt. Die Zahlungspflichten für die Zuschläge betreffen unmittelbar die Übertragungsnetzbetreiber. Die Kosten der Netzbetreiber werden nach einem horizontalen Ausgleich untereinander über einen Belastungsausgleich auf die Stromverbraucher gewälzt. Die ebenfalls mengenbezogene Abgabe beträgt 2020 0,226 Ct je Kilowattstunde.

Die KWK-Umlage gleicht in ihrer inhaltlichen Ausgestaltung der EEG-Umlage. Während die EEG-Umlage den Ausbau EE- Anlagen fördert, unterstützt die KWK-Umlage die Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Hierzu gehören Blockheizkraftwerke, welche Strom und Wärme simultan erzeugen. Voraussetzung ist, dass es sich um moderne Anlagen

handelt, die effizient und umweltfreundlich produzieren. Eine Subventionierung ist prinzipiell sinnvoll, da die Stromproduktion insgesamt auf diesem Weg umweltfreundlicher wird.

In ihrer Größenordnung, die auch perspektivisch nicht deutlich steigen wird, hat die Umlage nur einen marginalen Einfluss auf preisliche Rigiditäten durch staatlich veranlasste Strompreiskomponenten. Umgekehrt hätte eine Flexibilisierung kaum unterstützenden Einfluss auf den Einsatz von Flexibilität der Teilnehmer am Strommarkt. Systematisch muss auch hier angemerkt werden, dass viele andere Energien direkt aus dem Bundeshaushalt gefördert werden, während im Fall von Strom- und Wärmeerzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen die Kosten auf den Stromendverbraucher gewälzt werden. Zudem entsteht eine – wenngleich in der Höhe marginale – Verzerrung zwischen den Sektoren Strom und Wärme, da beide erzeugt, jedoch lediglich von Stromverbrauchern gegenfinanziert werden. Da solche intersektoralen Verzerrungen zum Nachteil von Strom in großer Anzahl existieren, sollte dies auch bei der geringen Höhe der Umlage mitbedacht werden. Eine Partizipation des Wärmesektors an der Unterstützung der KWK-Anlagen ist angebracht. Eine solche Änderung mit ihrer umlagerreduzierenden Wirkung im Stromsektor findet jedoch im Rahmen dieses Gutachtens keine weitere Berücksichtigung.

Von einer Flexibilisierung der Umlage wird aufgrund ihrer Höhe sowie ihrer geringen Dynamik Abstand genommen. Zuletzt waren die Umlagen sogar rückläufig, so dass der Einfluss sowohl auf die Höhe, als auch Flexibilisierungsanreize des Strompreises kaum spürbar wären.

B.3.1.5. Umlage nach § 19 Stromnetzentgeltverordnung

Die Umlage nach § 19 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) erlaubt es Letztverbraucher unter bestimmten Voraussetzungen ein individuelles, günstigeres Netzentgelt vereinbaren. Dies betrifft in der Regel Industrieunternehmen mit einem sehr hohen Stromverbrauch oder zeitlich atypischem Nachfrageprofil. Die Umlage wurde 2012 eingeführt, seit 2014 besteht eine Stufenregelung.

Betreiber von Übertragungsnetzen sind verpflichtet, nachgelagerten Verteilernetzbetreibern entgangene Erlöse zu erstatten, die aus solchen individuellen Netzentgelten resultieren. Unter den Übertragungsnetzbetreibern erfolgt ein horizontaler Ausgleich der entgangenen Erlöse. Diese werden als Aufschlag anteilig auf alle Letztverbraucher umgelegt. In 2020 betrug die StromNEV-Umlage für Haushalte 0,358 Ct pro Kilowattstunde.

Atypische Stromnachfrager belasten das Stromnetz vergleichsweise gering, da sie ihren Strom zu Zeiten geringer Netzauslastung beziehen. Da dies den Bedarf am netzentgelterhöhenden Netzausbau verringert, was allen Endverbrauchern zu Gute kommt, ist hier bereits implizit netzdienliches Verhalten gefördert. Die Gegenfinanzierung erfolgt durch diejenigen Netznutzer, die keine Flexibilität anbieten, jedoch dennoch von dem verringerten Netzausbaubedarf profitieren. Aufgrund ihrer geringen Höhe bedingt die StromNEV-Umlage keine

Flexibilitätshemmnisse. Aufgrund ihres insgesamt geringen Volumens wird im Folgenden angenommen, dass die Umlage in ihrer aktuellen Ausgestaltung bestehen bleibt.

B.3.1.6. Umlage für abschaltbare Lasten

Die Umlage für abschaltbare Lasten, kurz AbLaV, wurde 2014 eingeführt. Sie ist inhaltlich der Umlage nach § 19 StromNEV ähnlich. Ihr Zweck besteht darin, die Kosten der abschaltbaren Lasten zur Aufrechterhaltung der Netz- und Systemsicherheit zu finanzieren. Wer dem Übertragungsnetzbetreiber Abschaltleistung zur Vermeidung einer Überlastung des Netzes anbietet, erhält von diesem hierfür eine Vergütung. Diese Vergütung finanziert der Letztverbraucher über eine Umlage. Diese betrug im Jahr 2020 0,007 Ct je Kilowattstunde.

Da die Übertragungsnetzbetreiber ihre Kosten untereinander ausgleichen kann es als sachgerecht bewertet werden, die Kosten auf eine breite Ebene zu verteilen. Letztlich profitieren alle Stromverbraucher von einem Angebot abschaltbarer Lasten, da diese eine Überlastung der Stromnetze zu Zeitpunkten starker Stromnachfrage vermeiden können und hierdurch der notwendige Netzausbau verringert wird. Dies wiederum mindert perspektivisch Kostensteigerungen der Netzentgelte.

Etwas subtil enthält die AbLaV daher bereits Anreize zur Flexibilisierung der Stromnachfrage: Durch die Finanzierung wird sichergestellt, dass eine Gruppe von Stromverbrauchern ihre Flexibilität hinsichtlich einer möglichen Abschaltung anbietet. Da dies der Gesamtheit der Stromkunden zu Gute kommt, kann diese Umlage in ihrer Ausgestaltung beibehalten werden. Im weiteren Sinne kann hier sogar von Konnexität die Rede sein: Die Stromkunden, die von einem geringeren Netzausbaubedarf profitieren, zahlen einen entsprechenden Beitrag, von dem diejenigen profitieren, die durch ihr Verhalten einen geringeren Netzausbau ermöglichen. Auch hier ist aktuell nicht quantifizierbar, ob der Betrag der Umlage größer oder kleiner ist, als die Kosten eines zusätzlichen Netzausbaus ohne das Einbringen der Flexibilität wären.

Zudem hemmt die Umlage aufgrund ihrer geringen Höhe weitere Flexibilisierungsstrategien wie flexible Netzentgelte nicht. Im Folgenden wird daher angenommen, dass die Umlage in ihrer derzeitigen Ausgestaltung erhalten bleibt.

Bisher wählen vor allem Industriebetriebe Tarife, die es dem Netzbetreiber gestatten, ihre Stromversorgung für einzelne Maschinen zu unterbrechen. An dieser Stelle tragen die in anderen Bereichen deutlich begünstigten Branchen zu einem systemischen Vorteil für alle Stromnutzer bei, indem sie entsprechende netzdienliche Tarife nutzen. Die bisherigen positiven Erfahrungen in diesem Bereich bedeuten jedoch keineswegs, dass das Konzept der abschaltbaren Lasten der einzige oder bestmögliche Weg für flexible Netzentgelte für alle Stromkunden ist.

B.3.1.7. Offshore-Netzumlage

Die Offshore-Netzumlage wurde 2013 (damals: „Offshore-Haftung“) eingeführt. Ihr Ziel ist es, verlässliche Rahmenbedingungen für den Ausbau von Offshore-Windenergie zu schaffen, um auf diese Weise einen gesamtwirtschaftlich effizienten Ausbau hochleistungsfähiger Offshore-Windenergien zu fördern. Die Umlage finanziert Entschädigungszahlungen der Netzbetreiber an die Anlagenbetreiber bei Verzögerung oder Störung der Netzanbindung. In diesen Fällen können die Betreiber ihren Strom nicht einspeisen und erhalten daher auch nicht die Förderung über das EEG. Sie ist geregelt durch § 17f Energiewirtschaftsgesetz (EnWG).

Seit 2019 werden die Kosten der Offshore-Netzanbindung nicht mehr über Netzentgelte, sondern über die Umlage finanziert. Dies ist im Rahmen einer Harmonisierung der Netzentgelte sachgerecht (vgl. Gesetz zur Harmonisierung der Netzentgeltstruktur, NEMoG). Es erhöht zudem die Transparenz der Kosten der Offshore-Haftung, da deren Posten im Rahmen der staatlich veranlassten Strompreiskomponenten nun einzeln ausgewiesen wird, statt regional im Netzentgelt aufzugehen.

Da Offshore-Windparks per definitionem nur in einem begrenzten Gebiet Deutschlands errichtet werden können, ihre Erzeugung jedoch bei entsprechenden Verteilungsnetzen überregional Nutzen stiftet, ist es sinnvoll, die Kosten über die breitere Gruppe der Stromverbraucher umzulegen. Zudem ist der Posten derart gering, dass die Umlage allein weder Flexibilisierungsbestreben auf dem Strommarkt hemmt, noch diese bei eigener Flexibilisierung fördern kann. 2020 beträgt die Umlage 0,416 Ct pro Kilowattstunde.

Aus diesen Gründen wird im weiteren Verlauf des Gutachtens, so auch im Rahmen des Kapitels D, welches Flexibilisierungsoptionen für die staatlich veranlassten Strompreiskomponenten diskutiert, davon ausgegangen, dass die Offshore-Netzumlage unverändert beibehalten wird.

B.3.1.8. Umsatzsteuer

Nach den Aufschlägen auf den Strompreis der Beschaffung und des Vertriebs sowie der Netzentgelte durch die staatlich veranlassten Strompreiskomponenten wird auf die Summe all dieser Preiskomponenten die Umsatzsteuer erhoben. Sie konstituiert aktuell das einzige Element des Strompreises, welches nicht mengen-, sondern per definitionem preisorientiert ist. Die Umsatzsteuer auf Strom beträgt regulär 19%, aktuell bedingt durch das Corona-Konjunkturpaket 16% (begrenzt auf die Zeit vom 1.7.2020 bis zum 31.12.2020).

Problematisch im aktuellen Ausgestaltungsrahmen des Strompreises ist hierbei, dass jede einzelne Umlage, Steuer und Abgabe automatisch auch die Summe, die an Umsatzsteuer abgeführt wird, erhöht. Das Aufkommen aus der Umsatzsteuer aus dem Verkauf von Strom ist somit beispielsweise bei der Einführung der EEG-Umlage deutlich gestiegen. Dies bedeutete daher noch einmal eine überproportionale Zusatzbelastung über den einfachen Betrag

der EEG-Umlage heraus. Wenngleich dies selbstredend für alle Umlagen gilt, ist der Effekt bei der EEG-Umlage durch ihr Ausmaß deutlich spürbar.

Zudem verstärkt die Umsatzsteuer auch den verzerrenden Preiseffekt, der durch die deutlich höheren Umlagen, Abgaben und Steuern den Stromverbrauch relativ zu anderen Energieträgern wie Heizöl, Gas, Benzin und Diesel benachteiligt. Die Förderung von E-Mobilität, Wärmepumpen und anderen strombasierten Verbrauchseinrichtungen wird hierdurch noch einmal stärker gehemmt. Dieser Zusammenhang ist jedoch nicht der Umsatzsteuer selbst, sondern eben den zuvor nachteilig verzerrenden Preiskomponenten geschuldet.

An der Ausgestaltung der Umsatzsteuer kann und wird sich nichts ändern – dies ist auch bezogen auf Flexibilisierungsbestreben nicht notwendig. Im Gegenteil: Im Fall zeitflexibler Netzentgelte sowie weiterer flexibler Bestandteile des Strompreises, unterstützt die Umsatzsteuer durch ihre Proportionalität den gewünschten Verteuerungs- oder Vergünstigungseffekt.

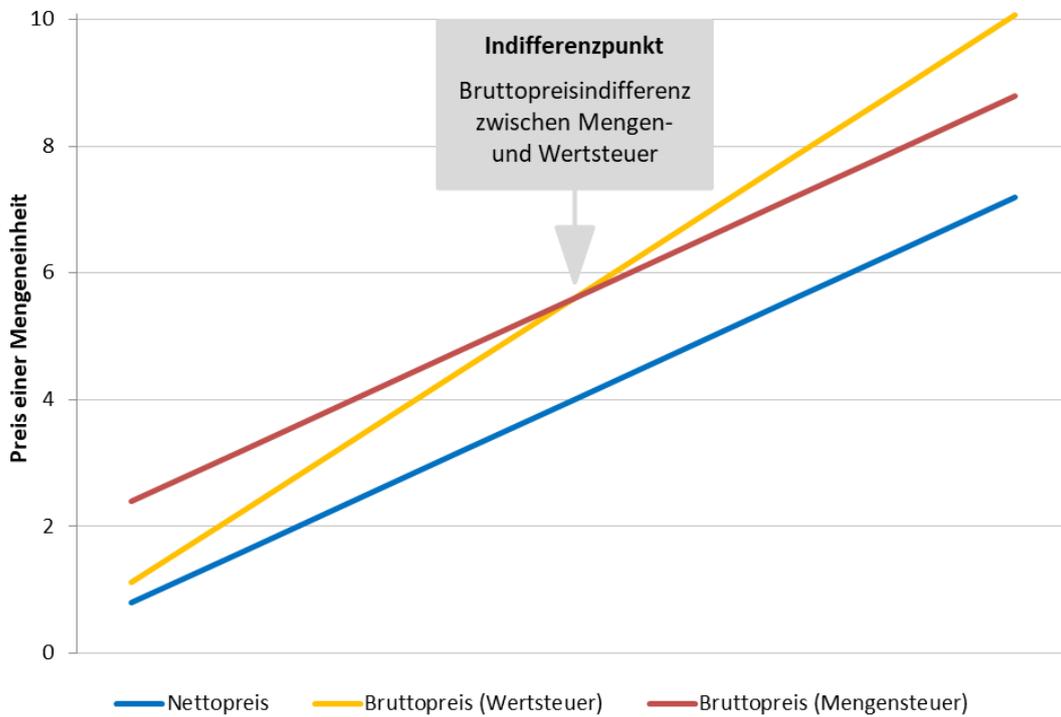
B.3.2. Wert- und mengenbasierte Besteuerung

Eine Steuer, Abgabe oder Umlage kann prinzipiell an zwei alternativen Tatbeständen anknüpfen: Sie kann sich am Wert des veräußerten Objekts oder an seiner Menge orientieren. Ein offensichtliches Beispiel für eine Wertbesteuerung ist die – entsprechend benannte – Mehrwertsteuer. Sie richtet sich allein nach dem Preis bei Markttransaktion. Beispielhaft für eine Mengensteuer steht die Energiebesteuerung. Hier orientiert sich die Steuerlast allein an der veräußerten Menge, unabhängig von Preisfluktuationen. Diese sind festgelegt als z.B. Erdgas (CNG, LNG) 19 Ct/kg, Flüssiggas (Autogas) 23 Ct/kg (entspricht ca. 12 Ct/Liter), Diesel 47,04 Ct/Liter und Benzin 65,45 Ct/Liter. Auffällig ist wiederum, dass je nach Energieträger andere Sätze erhoben werden. Dies kann sachgerecht, jedoch auch politisch motiviert sein.

Beide Arten der Besteuerung wirken sehr unterschiedlich:

- Eine **mengenbezogene Steuer** erhöht den Nettopreis jeder einzelnen erworbenen Mengeneinheit gleichmäßig, unabhängig der Höhe des Nettopreises. Dies bedeutet eine parallele Verschiebung der Angebotskurve nach oben, wie Abbildung B-9 für die Einführung einer Mengensteuer auf den Nettopreis darstellt. Je teurer eine erworbene Einheit somit ist, desto geringer ist der Anteil der Mengensteuer am Bruttopreis.
- Eine **wertbezogene Steuer** hingegen hängt von der Höhe des Nettopreises ab. Je höher der Nettopreis, umso höher fällt die Steuer aus, in absoluten Zahlen. Die Angebotskurve der wertbezogenen Steuer hat somit einen linear steigenden Verlauf (Abbildung B-9). Der Anteil der wertbasierten Steuer am Bruttopreis ändert sich dagegen nicht; er bleibt konstant auf einem Niveau.

Abbildung B-9: Effekte einer Wert- oder Mengensteuer auf den Bruttopreis einer Mengeneinheit



Quelle: Eigene Darstellung.

Im Indifferenzpunkt ist der Bruttopreis einer Einheit bei einer mengen- und eine wertbasierte Steuer gleich hoch. Die fixe Mengensteuer entspricht für diesen Nettopreis genau der anteiligen Wertsteuer. Ist der Nettopreis geringer als der Indifferenz-Nettopreis, stellt eine wertbasierte Steuer den Verbraucher besser, liegt er darüber, stellt eine mengenbasierte Steuer den Verbraucher besser. Dies gilt für eine Einheit genauso wie für eine unbegrenzte Menge Einheiten des gleichen Nettopreises. Für flexible Preise bedeutet dies, dass – in Abhängigkeit des Nettopreises zum Zeitpunkt des Kaufs – zu einem Zeitpunkt eine Wert- zum anderen Zeitpunkt eine Mengensteuer einen günstigeren Bruttopreis bedeutet.

Nehmen wir im Folgenden an, dass die flexiblen Nettopreise der betrachteten Gesamtmenge verbrauchter Einheiten, auf der in Abbildung B-9 dargestellten Preisskala, gleichverteilt sind. Im Durchschnitt entspricht der Nettopreis also dem Indifferenz-Nettopreis; das Gesamtaufkommen einer wert- und mengenbasierten Steuer entspricht sich.

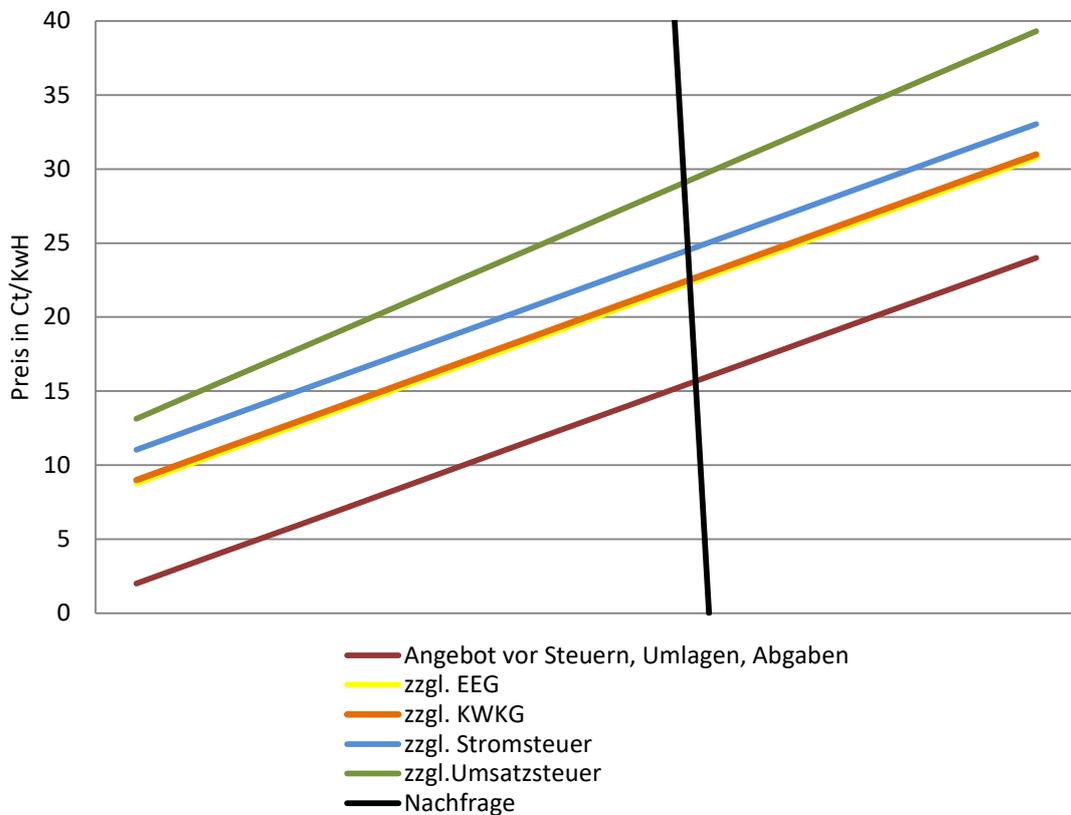
Ein Verbraucher, der einen möglichst großen Anteil seines Gesamtverbrauchs zeitlich flexibel anpassen kann, wird nach Möglichkeit zu einem Zeitpunkt konsumieren, zu dem der Nettopreis unter dem Indifferenz-Nettopreis liegt. Ein Verbraucher, der lediglich einen geringen Teil seines Gesamtverbrauchs zeitlich flexibel anpassen kann, wird häufiger zu einem Zeitpunkt konsumieren (müssen), zu dem der Nettopreis über dem Indifferenz-Nettopreis liegt. Gegenüber fixen Preisen, die zu jedem Zeitpunkt dem Indifferenzpreis entsprechen,

stellt eine Flexibilisierung der Preise den flexiblen Verbraucher besser. Eine wertbasierte Steuer tut dies in höherem Maße als eine mengenbasierte Steuer, indem der flexible gegenüber dem unflexibleren Verbraucher nicht nur am Nettopreis, sondern auch an der darauf erhobenen Steuer spart.

Je nach Zielsetzung der jeweiligen Steuer, Abgabe oder Umlage bringen, bei zunehmender Flexibilisierung, beide Systeme Vor- und Nachteile mit sich. Unabhängig hiervon ist jedoch zu betonen, dass die Art der Ausgestaltung deutliche Verteilungseffekte zwischen flexiblen und unflexiblen Verbrauchern impliziert. Kapitel E simuliert diese Unterschiede für verschiedene Flexibilisierungsoptionen staatlicher Strompreiskomponenten für vorab definierte exemplarische Haushaltstypen.

Betrachtet man die Komponenten des Strompreises, so ist erkenntlich, dass mit Ausnahme der Mehrwertsteuer alle Komponenten an die nachgefragten Strommengen anknüpfen. Um zu erörtern, inwiefern dies sinnvoll ist oder eine Modifikation des Anknüpfungstatbestands Flexibilitätspotential birgt, wurden die Komponenten in B.3.1 im Einzelnen betrachtet. Neben der technischen Möglichkeit der Umsetzung und Flexibilität Förderung stehen vor allem Sinn und Zweck der staatlichen Strompreiskomponente im Fokus: Die Zielsetzung des Instruments muss zentral bleiben und darf nicht durch Drittziele verwässert oder konterkariert werden. Abbildung B-10 zeigt die Veränderung des Strompreises (Beschaffung plus durchschnittliches Netzentgelt) durch die größten Posten der staatlichen Strompreiskomponenten. An der Schnittstelle zwischen der entsprechenden hypothetischen Angebotskurve und der relativ unelastischen Nachfragekurve würde hier ein Preis von ca. 15 Ct/kWh resultieren. Nach Aufschlag der EEG-Umlage beträgt der Preis bereits über 22 Ct/kWh, hinzu kommen KWKG-Umlage sowie Stromsteuer, die den Preis auf knapp 25 Ct/kWh erhöhen. Als letztes Element kommt die einzig wertbezogene Steuer, die Umsatzsteuer hinzu, die den Preis auf 29 Ct/kWh erhöht.

Abbildung B-10: Mengen- und Wertbesteuerung im Strompreis²¹



Quelle: Eigene Darstellung.

In einem System, in dem ein Endpreis zu solch hohem Grad fixiert ist, kann der eigentliche, durch Marktprozesse bestimmte Nettopreis, kaum Einfluss auf die Nachfrage ausüben – unabhängig von ihrer Elastizität.

Sinkt der Börsenstrompreis, und mit ihm die Kosten für Beschaffung und Vertrieb, so haben die mengenbasierten Steuern, Abgaben und Umlagen ceteris paribus zudem einen höheren Anteil am Gesamtpreis (und umgekehrt). Dies kann am Extrembeispiel eines Börsenstrompreises von null und seinem Höchstwert der letzten beiden Jahrzehnte gezeigt werden: Fällt der Strompreis an der Börse deutlich ab – wir setzen ihn im Beispiel gleich null – so entsteht aus Netzentgelten sowie staatlich fixierten Komponenten anhand der entsprechenden Daten für 2020 ein Preis von 22,5 Ct/kWh. An diesem Preis haben die staatlichen Komponenten dann einen Anteil von über 66%. Ist der Börsenstrompreis hingegen hoch – wir nehmen an, er führt zu einer Verdopplung der Kosten für Beschaffung und Vertrieb – so haben die staatlichen Strompreiskomponenten bei einem Preis von 40 Ct/kWh einen Anteil von 44% am Preisgefüge.

²¹ Der Übersichtlichkeit halber wird nur ein Teil der Steuern, Abgaben und Umlagen für eine kWh dargestellt

Eine besonders simple Variante einer Dynamisierung staatlicher Strompreiskomponenten wäre eine Umstellung auf ein – entsprechend indexiertes und normiertes – wertbasiertes Steuer-, Umlage und Abgabesystem.

Dies kann jedoch perspektivisch unerwünschte Umverteilungseffekte zu Lasten derjenigen Verbraucher, die wenig Möglichkeit haben ihre Flexibilität in den Markt einzubringen, implizieren. Zudem ist für jede einzelne Komponente zu prüfen, welche Optionen auch zu ihrem individuellen Zweck und ihrer Zielsetzung passen. Eine solche Extremvariante bedeutet auch, dass alle Marktsignale deutlich verstärkt würden, was ebenso zu Ineffizienzen führen kann. Daher ist bei den Flexibilisierungsoptionen für jede Komponente zu prüfen, ob eine alternative Wertbasierung zielführend und unter Aspekten der Verteilungsgerechtigkeit umsetzbar ist.

Möglich ist auch eine Kombination aus beiden Elementen. Ein mengenbasierter Wert kann beispielsweise als Index genutzt werden und je nach marktlicher bzw. netzlicher Situation mit preisbezogenen Auf- oder Abschlägen versehen werden. Dies hätte den Vorteil eines fixierten Orientierungspunktes sowohl für die staatlichen Einnahmen als auch die Haushalte. Eine derartige Ausgestaltung kann Korridore mit Minimal- und Maximalwerten hervorbringen, was sowohl sehr geringe als auch prohibitiv hohe Preise vermeiden und somit auch zu Transparenz und Verlässlichkeit für die Haushalte führen kann. Als nachteilig kann es erachtet werden, dass ein solches Schema zwar qualitativ Netzengpässe oder Börsenpreisvariationen aufzeigen kann, quantitativ jedoch auch noch nicht die marktliche Situation vollständig abbildet. Hier entsteht ein Spannungsfeld zwischen Transparenz, Verständlichkeit, Verlässlichkeit und Planbarkeit für Haushalte auf der einen Seite und einer möglichst akkuraten Abbildung der Netz- oder Stromproduktionssituation auf der anderen Seite. Zu bedenken ist, dass Haushalte sich kaum auf Ausgestaltungen einlassen können, die zu komplex sind, deren Mechanismen sie nicht durchschauen oder durch die sie in ihrem alltäglichen Informationsaufwand überfordert sind. Daher können Korridore – zumindest für einen mittelfristigen Zeitraum – allein aus diesen Gründen einen gewissen Mehrwert mit sich bringen.

Ebenso ist es möglich, einen mengenbasierten Wert als Mindestwert anzusetzen, so dass das Aufkommen zu einem gewissen Teil sichergestellt ist. Dieser Wert entspräche dann implizit einer geringen Netzauslastung (bei netzdienlichem Fokus) oder einem Börsenstrompreis nahe null (bei systemdienlicher Ausrichtung). Die Szenarienrechnungen in Kapitel E analysieren exemplarisch auch eine Korridorlösung.

C. Stromnachfrage

C.1. Heterogene Nachfragegruppen

Die Gruppe der Stromkonsumenten ist sehr heterogen. Unterschiedliche Abgrenzungen sind möglich. Häufig wird die Stromnachfrage differenziert nach privaten Haushalten, Ge-

werbe, Handel, Dienstleistungen, Industrie und Verkehr ausgewiesen. Im Industriebereich lässt sich noch einmal die Gruppe der stromintensiven Industrie herausgliedern, die besondere Vergünstigungen erhält. Die benannten Gruppen fragen Strom zu sehr verschiedenen Zwecken nach. Daher unterscheiden sich sowohl die Menge als auch die zeitlichen Profile der Nachfrage.

Für private Haushalte ist die Nachfrage nach Strom eine abgeleitete Nachfrage: Sie bezieht sich nicht auf den Strom, sondern auf die Leistungen, die sie mit Hilfe des Stroms erhalten. Haushalte sind nicht am Strom selbst, sondern an strombasierten Leistungen, wie warmem Essen, sauberer Wäsche, Licht etc. interessiert. Da dies weitgehend Dinge des alltäglichen Bedarfs betrifft, wird Strom über einen festen Zeitraum (z.B. 24 Stunden) betrachtet, auch sehr stabil nachgefragt. Dieses starre Bild der Stromnachfrage für die Bewältigung des Alltags verändert sich aktuell jedoch. Neue, strombasierte Verbrauchseinrichtungen wie E-Mobilität und Wärmepumpen verändern die Art der Stromnachfrage privater Haushalte (vgl. Abschnitt C.2.2).

Die Bereiche Gewerbe, Handel und Dienstleistungen benötigen Strom um bestimmte Güter und Dienstleistungen anbieten zu können. Hier ist er ein Teil der Produktionsfaktoren, die in die Wertschöpfungskette der angebotenen Leistung eingehen.

Im industriellen Sektor wird Strom teils intensiv als Produktionsfaktor eingesetzt. Die Sektoren, die stromintensiv arbeiten und in internationalem Wettbewerb stehen, erhalten aktuell in mehreren Bereichen – der EEG-Umlage, der Stromsteuer, der Konzessionsabgabe und bei weiteren Umlagen – Vergünstigungen. Die Subvention (energieintensiver) Industrieunternehmen geschieht jedoch nicht im Rahmen wirtschaftlicher Hilfen aus dem steuerfinanzierten Staatshaushalt, sondern mittels einer – zu Recht kritisierten – Quersubventionierung der nicht begünstigten Stromverbraucher. Da die EEG-Umlage ohne die Vergünstigungen des industriellen Sektors geringer wäre, subventioniert jeder noch so einkommensschwache Haushalt die internationale Wettbewerbsfähigkeit der stromintensiven Industrie, in Höhe des Differenzbetrags.

Auch die Gruppe privater Haushalte ist nicht homogen. Sie lässt sich nach Haushaltstypen und Einkommen differenzieren. Hierzu werden häufig Einkommensdezile dargestellt. Zur Bildung der Einkommensdezile werden alle Personen nach der Höhe des Äquivalenzeinkommens sortiert und in zehn gleich große Gruppen eingeteilt. Das erste Dezil enthält die 10 % mit den niedrigsten, das zehnte diejenigen mit den höchsten Äquivalenzeinkommen. Das Äquivalenzeinkommen gewichtet die Einkommen nach Haushaltsgröße und -zusammensetzung.

Dahinter steht die berechtigte Annahme, dass Haushalte verschiedener Typen sowie Haushalte unterschiedlicher Einkommensgruppen sich in ihrem Stromnachfrageverhalten unterscheiden. Anknüpfend an dem Gutachten des Verbraucherzentrale Bundesverbands zu den

Auswirkungen der Sektorkopplung im Wärmebereich auf die Energiekosten, werden folgende Haushaltstypen betrachtet:²²

- **Paar ohne Kinder mit hohem Einkommen** (8.-10. Einkommensdezil),
- **Paare mit mindestens einem Kind und mittlerem Einkommen** (4.-7. Einkommensdezil),
- **Rentner- und Pensionärshaushalte mit niedrigem Einkommen** (1.-3. Einkommensdezil),
- **Alleinerziehende** (ohne weitere Einschränkung bzgl. des Einkommens) sowie
- **Durchschnittshaushalt Deutschlands**, welcher alle privaten Haushalte repräsentiert.

Mit Perspektive auf den zunehmenden Einsatz flexibler Verbrauchseinrichtungen lassen sich Stromnutzer zudem hinsichtlich ihrer Flexibilität in der zeitlichen Verschiebung ihrer Stromnachfrage klassifizieren. Es werden folgende Klassifikationen gebildet:²³

- **Unflexible Verbraucher.** Diese haben keine Möglichkeit ihre Flexibilität einzubringen. Sie besitzen keine neuen strombasierten Einrichtungen und verfügen nicht über intelligente Messsysteme. Sie haben auch sonst keine Möglichkeit, sich zeitnah über die Situation auf dem Strommarkt im Weiteren und dem Netzzustand im engeren Sinne zu informieren. Aus sozialpolitischen Erwägungen sollte eine Flexibilisierung der staatlichen Strompreiskomponenten sicherstellen, dass diese Gruppe keine zusätzlichen Kosten erfährt; d.h. ihr Strompreis im Vergleich zum Status Quo nicht steigt.
- **Teilflexible Verbraucher.** Diese verfügen über flexible Verbrauchseinrichtungen und nutzen teils intelligente Messsysteme, so dass sie einen Teil ihrer Stromnachfrage flexibel gestalten können. Andere, i.d.R. ihre herkömmlichen Geräte, können wenig bis gar nicht zeitflexibel genutzt werden. Diese Gruppe hat eine begrenzte Wahlfreiheit, wie viel Flexibilität sie einbringen möchte. Für eingebrachte Flexibilität muss eine entsprechende monetäre Vergünstigung erfolgen.
- **Flexible Verbraucher.** Diese Verbraucher sind bereit und mittels Energiemanagementsystem in der Lage, ihren gesamten Stromverbrauch zeitvariabel zu optimieren.

Je nach Haushaltseinkommen ist die Belastung durch die Stromkosten für die Haushalte unterschiedlich hoch. Da es sich bei den strombasierten Leistungen der Haushalte weitgehend um grundlegende, tägliche Bedarfe handelt, gibt es kaum Möglichkeiten, die Stromnutzung

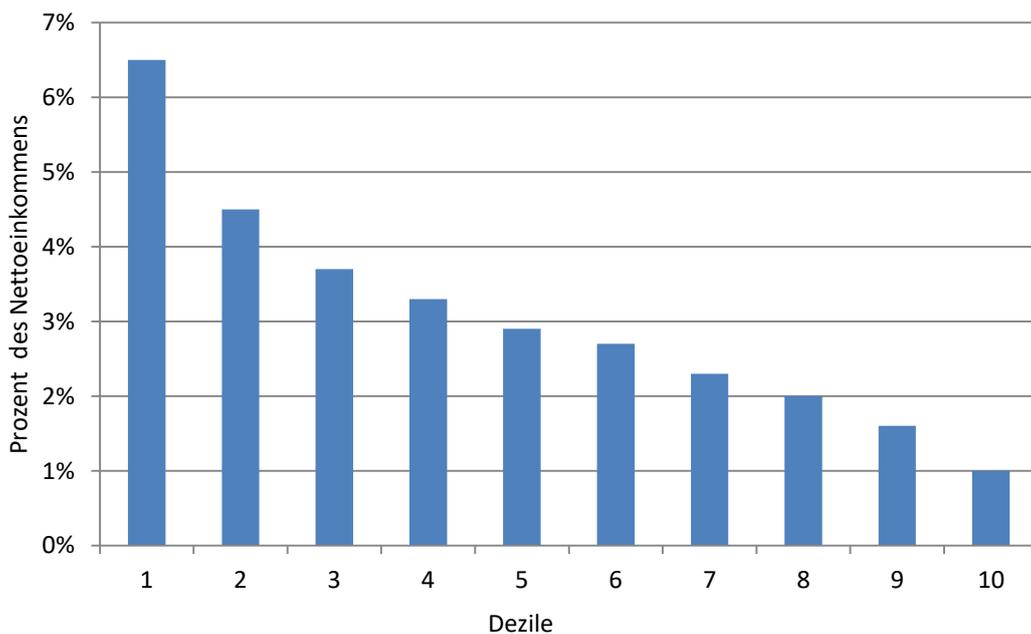
²² Die Unterscheidung der Haushaltstypen knüpft an das Gutachten des Verbraucherzentrale Bundesverbands zu den Auswirkungen der Sektorkopplung im Wärmebereich auf die Energiekosten an (vzbv, 2019).

²³ Die Klassifikation der Stromnutzer knüpft an das Gutachten des Verbraucherzentrale Bundesverbands zur verbraucherfreundlichen Netzentgeltreform an. (Vgl. vzbv, 2020).

zu reduzieren oder zu substituieren. Abbildung C-1 zeigt, dass im einkommensschwächsten Dezil ca. 6,5 % des Einkommens nur für den Stromgebrauch gebunden sind. Im obersten Dezil wird nur 1 % des Einkommens für Strom ausgegeben. Es ist zu betonen, dass dies bereits berücksichtigt, dass wohlhabendere Haushalte deutlich mehr Strom nachfragen. Dies unterstreicht die sozialpolitische Notwendigkeit, dass Reformen der Strompreiskomponenten und Flexibilisierungsbestreben des Strommarktes auch in Hinblick auf dynamische Preise nicht in einer weiteren Belastung einkommensschwächerer Haushalte resultieren sollten.

Neben Einkommen und Stromverbrauch korrelieren Nachfrageflexibilität und Einkommen der Haushalte (siehe z. B. RWI, 2019). Haushalte der unteren Einkommensdezile sind tendenziell unflexibler und geben anteilig deutlich mehr ihres Einkommens für Strom aus. Haushalte der oberen Einkommensdezile verbrauchen absolut mehr Strom, wenden dafür jedoch einen geringeren Teil ihres Einkommens auf und können größerer Teile ihres Verbrauchs flexibel steuern.

Abbildung C-1: Ausgabenanteile für Strom am Haushaltseinkommen nach Dezilen

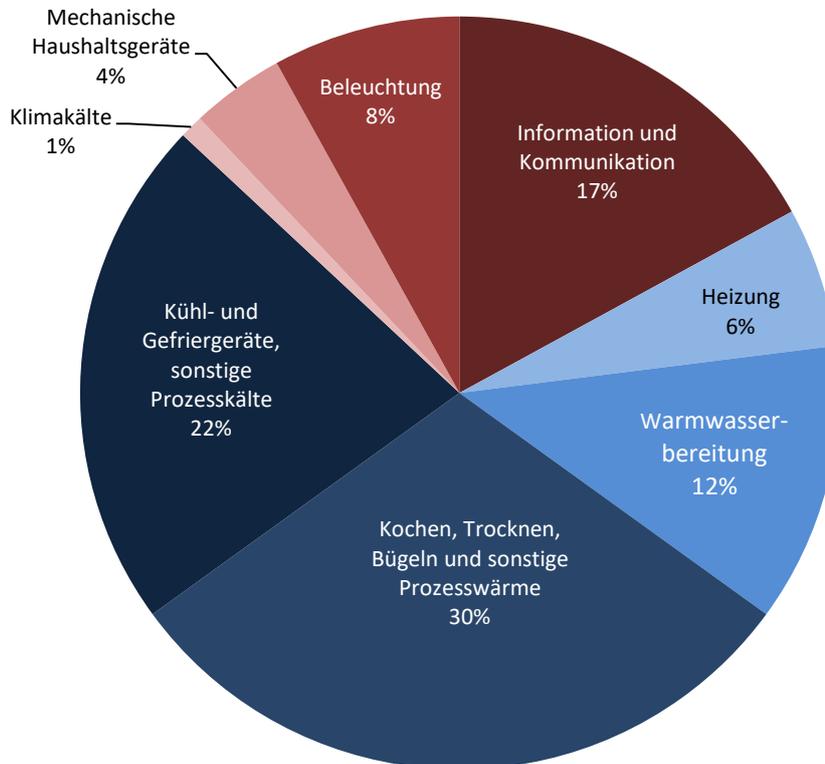


Quelle: DIW (2018). Daten: SOEP 2014/2015. Eigene Darstellung.

Betrachtet man, wofür Haushalte im Durchschnitt Strom nutzen, wird ein Drittel des Stroms für die Rubrik *Kochen, Bügeln, Trocknen sowie sonstige Prozesswärme* genutzt. Ein Fünftel

für Kühl- und Gefriergeräte sowie sonstige Prozesskälte. *Beleuchtung* hingegen ist nur für 8% des Haushaltsstromverbrauchs verantwortlich (vgl. Abbildung C-2).²⁴

Abbildung C-2: Nutzunganteile des Stroms privater Haushalte 2018



Quelle: BDEW, Stromverbrauch der Haushalte in 2018, auf Basis von AG Energiebilanzen, Stand 02/2020. Eigene Darstellung.

Diese Anteile werden sich jedoch in absehbarer Zukunft durch neue, flexible strombasierte Verbrauchseinrichtungen deutlich verschieben. Zudem werden sich die Stromnutzungsanteile zwischen den Haushaltstypen und den Einkommensdezilen stärker voneinander unterscheiden, als dies aktuell der Fall ist.

C.2. Entwicklung der Stromnachfrage

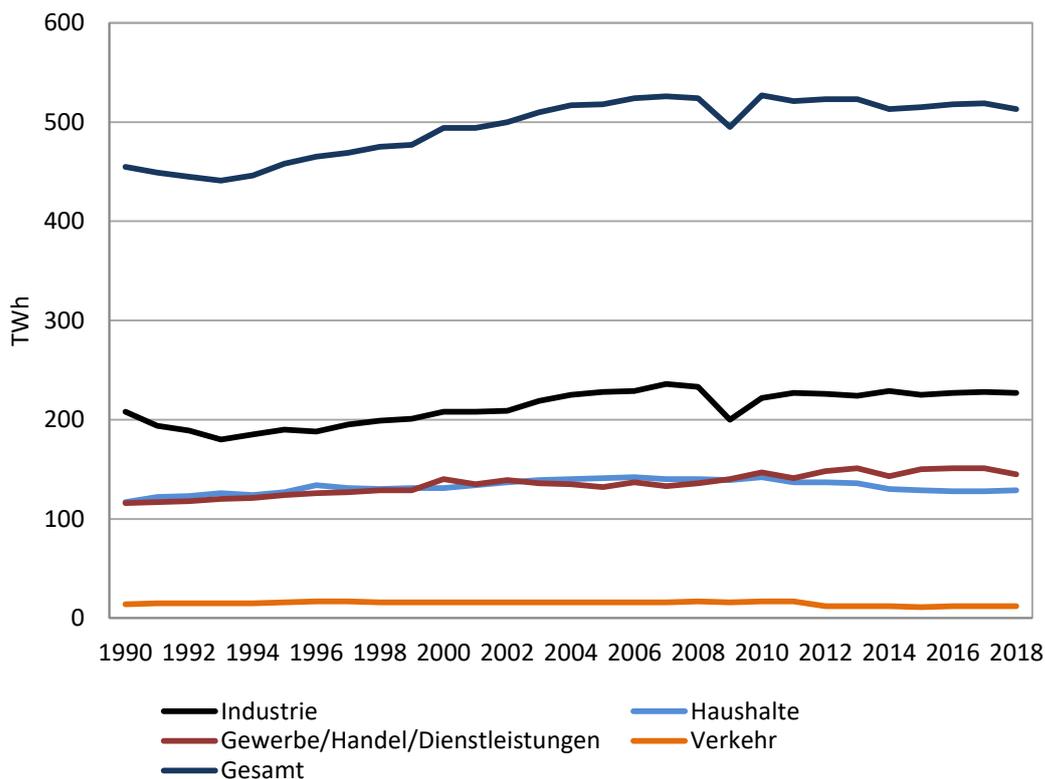
C.2.1. Nachfrage in der Vergangenheit

Die Stromnachfrage in der Vergangenheit kann als stabil beschrieben werden. Abbildung C-3 zeigt den Stromverbrauch nach Sektoren für die letzten drei Jahrzehnte. Absolut ist die

²⁴ Durchschnittliche Betrachtung der Anteile. Diese variieren vor allem durch die Art der Warmwasserzubereitung. Hier liegt der Anteil des Stromverbrauchs in einer Spannweite zwischen null und 25%.

Stromnachfrage im Industriesektor am höchsten. Die Sektoren Haushalte und Gewerbe/Handel/Dienstleistungen nutzen akkumuliert ähnliche Mengen an Strom. Der Anstieg der Nachfrage ist über alle Sektoren hinweg ab dem Jahr 2010 gebremst, bei den Haushalten sogar rückläufig. Im industriellen Sektor ist im Rahmen der Finanzkrise des Jahres 2008 ein Einbruch der Stromnachfrage mit nahezu V-förmigem Verlauf, also rascher Erholung, zu erkennen. Die bisher geringste Stromnachfrage verzeichnet der Verkehrssektor.

Abbildung C-3: Entwicklung des Stromverbrauchs nach Sektoren 1990-2018



Quelle: Umweltbundesamt auf Basis AG Energiebilanzen: Auswertungstabellen zur Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2018, Stand 10/2019; eigene Darstellung.

Es ist wichtig zu betonen, dass die Stromnachfrage im Haushaltsbereich bisher kaum nennenswerte Lastspitzen produzierte, die eine drohende Überlastung der Netze zur Folge hatten. Die Nutzung des Stroms war stets von einer hohen Durchmischung geprägt. Netzbelastende Gleichzeitigkeit hoher Stromnutzung trat nicht auf. Entsprechend der gleichmäßigen Produktion von Strom, wie auch der ebenso gleichmäßigen Nachfrage gab es keinen dringenden Bedarf flexibler Tarife. Zudem standen den privaten Haushalten vor wenigen Jahrzehnten kaum Informations- oder gar Steuerungsmöglichkeiten zur Verfügung.

C.2.2. Prognostizierte strukturelle Veränderungen der Stromnachfrage

Absehbare Veränderungen der Stromnachfrage betreffen einerseits ihre Menge, andererseits jedoch vor allem ihre Struktur. Mit einer zunehmenden Anzahl neuer strombasierter Verbrauchseinrichtungen sowie der Sektorkopplung, die Strom auch für Bereiche, in denen bisher andere Energieträger dominierten, effizient nutzbar macht, steigt die Nachfrage in ihrer absoluten Höhe an. Ausgehend von einem Bruttostromverbrauch in Höhe von 595 TWh in 2018 gehen die meisten Schätzungen, trotz immer effizienterer Stromnutzung, von einem deutlich steigenden Stromverbrauch aus. Hierbei variieren die Prognosen jedoch teils deutlich. Die dena-Leitstudie quantifiziert einen Stromverbrauch in 2030 von 745 TWh im Szenario TM80 sowie von 886 TWh im Szenario EL80.²⁵ Als Grundlage für das vorliegende Gutachten wird die an die Leitstudie anknüpfende Schätzung des EWI Köln genutzt, welches einen Bruttostromverbrauch von 748 TWh in 2030 prognostiziert.²⁶ Der Netzentwicklungsplan (NEP) der Bundesregierung geht, je nach Szenario, von einem Bruttostromverbrauch von 590 oder 615 TWh in 2030 aus.²⁷ Der zentrale Treiber für steigenden Verbrauch ist die Sektorkopplung. Zukünftig wird u. a. von einer wachsenden Anzahl von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen ausgegangen. Fortschritte bei der Energieeffizienz wirken dem Anstieg der Stromnachfrage entgegen, werden diesen jedoch voraussichtlich nicht vollständig kompensieren können.²⁸

Jenseits der Strommenge rückt das Zeitprofil der Stromnachfrage zukünftig verstärkt in den Mittelpunkt. Mit einer zunehmenden Quote von EE-Strom einerseits, sowie flexiblen Verbrauchseinrichtungen andererseits, steigt die Wahrscheinlichkeit zeitlich begrenzter hoher Verfügbarkeit günstigen Stroms ebenso wie die Wahrscheinlichkeit von zeitweiser deutlicher Knappheit und hohen Lastspitzen im Versorgungsnetz. Zeitprofile der Stromnachfrage werden im folgenden Abschnitt C.3.1 erläutert.

²⁵ Das Technologiemiixszenario mit 80%-Klimaziel (TM80) nimmt eine Steigerung der Energieeffizienz an, lässt jedoch bewusst eine breitere Variation bei den eingesetzten Technologien und Energieträgern zu. Es modelliert eine Reduktion von 80% der Treibhausgase im Vergleich zu 1990. Das Elektrifizierungsszenario mit 80%-Klimaziel (EL80) geht von der Steigerung der Energieeffizienz und einer breiten Elektrifizierung in allen Sektoren aus, und wird hinsichtlich einer Reduktion von 80% der Treibhausgase im Vergleich zu 1990 modelliert (dena, 2018).

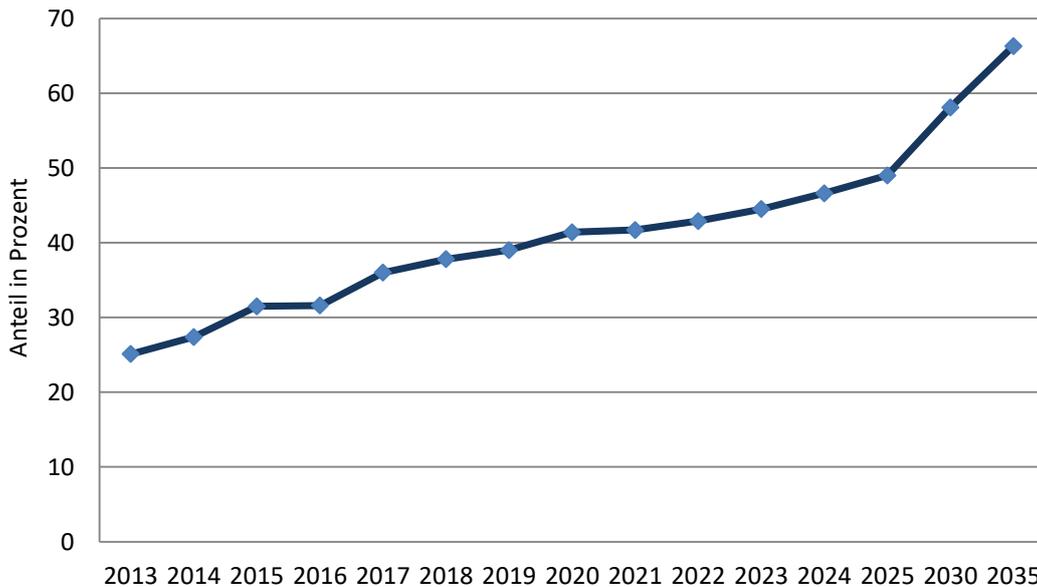
²⁶ Vgl. Gierkink et al. (2020).

²⁷ Vgl. BT-Drucksache 19/13900

²⁸ Eine Detailbetrachtung des Szenarios „EWI auf Basis dena-Leitstudie“ ermöglicht ein tiefergehendes Verständnis der zentralen Treiber des Anstiegs zwischen 2015 und 2030. Die Grundlage bildet das TM80-Szenario der dena-Leitstudie. Zusätzlich wird eine Erhöhung der Elektrofahrzeuge von 5,6 Mio. auf 7 Mio. gemäß Klimaschutzprogramm 2030 angenommen. Aufgrund der verstärkten Marktdurchdringung der Elektromobilität steigt der Stromverbrauch im Verkehrssektor um 64 TWh. Im Gebäudesektor resultiert ein Anstieg von 17 TWh. Die steigende Zahl elektrischer Wärmepumpen (3,4 Mio. in 2030) überkompensiert dabei die in der dena-Leitstudie angenommenen Effizienzgewinne. Im Industriesektor sinkt der Stromverbrauch um 15 TWh, zentraler Treiber sind die Fortschritte bei der Energieeffizienz. Elektrolyseure zur Herstellung von grünem Wasserstoff erzeugen im Jahr 2030 einen zusätzlichen Strombedarf von 55 TWh.

Die Volatilität des verfügbaren Stroms steigt mit dem Anteil erneuerbarer Energien. Abbildung C-4 zeigt die Entwicklung bis 2035. Für 2035 schätzt Agora den Anteil erneuerbarer Energien auf 66 %. Dies unterstreicht die wachsende Bedeutung flexibler Strompreise, die Stromverfügbarkeit und Netzauslastung indizieren können. Ohne eine solche Reform drohen hohe Zusatzkosten durch ineffizienten Netzausbau.

Abbildung C-4: Anteil erneuerbarer Energien 2013 bis 2035



Quelle: Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik, eigene Darstellung.

In einem solchen Rahmen kann das statische Merit-Order-Modell die Nachfrage nach Strom nicht mehr erklären: Die Nachfrage im aktuellen Zeitpunkt ist dann auch eine Funktion des erwarteten Strompreises in der nahen Zukunft (z.B. einer Stunde). Kündigt sich eine entsprechende Wetterfront an, kann dies bereits Stunden zuvor Auswirkungen auf die Nachfrage haben.

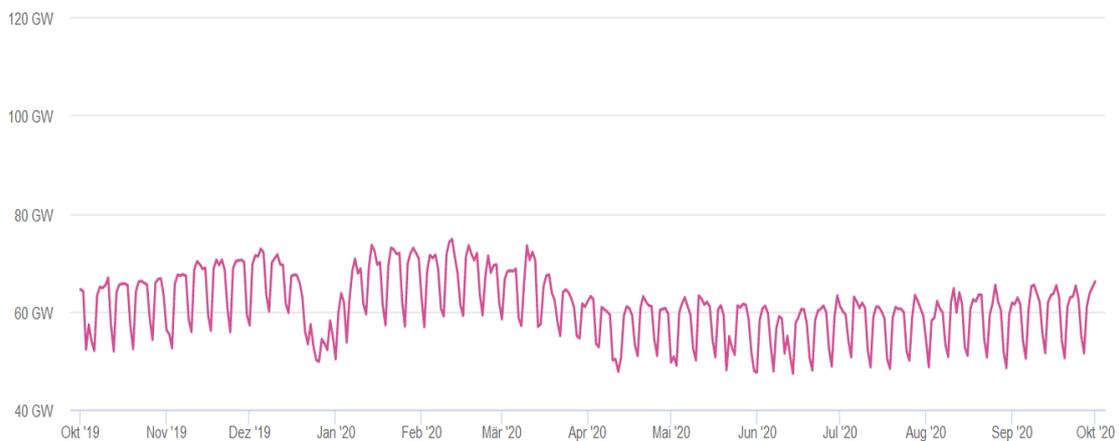
Fraglich ist, welchen Anteil welche neuen Verbrauchseinrichtungen am Haushaltsstromverbrauch haben werden. Damit ist unsicher, welche Anteile der eigenen Stromnutzung besonders flexibel gesteuert werden können – und somit das Ausmaß, in dem Flexibilität bei ausreichenden Preissignalen umsetzbar ist. Dies hängt zudem von der Steuerbarkeit der Verbrauchseinrichtungen ab. Neben einer manuellen Steuerung, wie z.B. durch Echtzeitinformationen durch Apps ergänzt um Trends und Vergleichswerte, sind intelligente Messsysteme (iMSys) mit automatischen Steuereinheiten verknüpfbar. Schließlich kann der Haushalt auch die Steuerung einzelner Verbrauchseinrichtungen einem externen Dienstleister abtreten (Aggregator).

C.3. Zeit- und sektorabhängige Nachfrage

C.3.1. Tageszeitabhängige Nachfrageprofile

Bereits zum heutigen Zeitpunkt variiert die Stromnachfrage nach Tages- und Jahreszeiten. Wie Abbildung C-5 veranschaulicht, ist der Stromverbrauch in den Wintermonaten etwas höher als in den Sommermonaten. Eine große Ausnahme bildet die Zeit zwischen Weihnachten und Neujahr: Hier wird das Minimum des jährlichen Stromverbrauchs erreicht. Wöchentliche Minima stellen die Sonntage dar. Dies verdeutlicht den großen Einfluss von Industrie sowie Handel/Gewerbe/Dienstleistungen auf die konsumierten Strommengen. In den Haushalten selbst ist anzunehmen, dass der Stromverbrauch aufgrund der längeren Anwesenheit der Haushaltsmitglieder an den Wochenende eher über dem Wochendurchschnitt liegt.

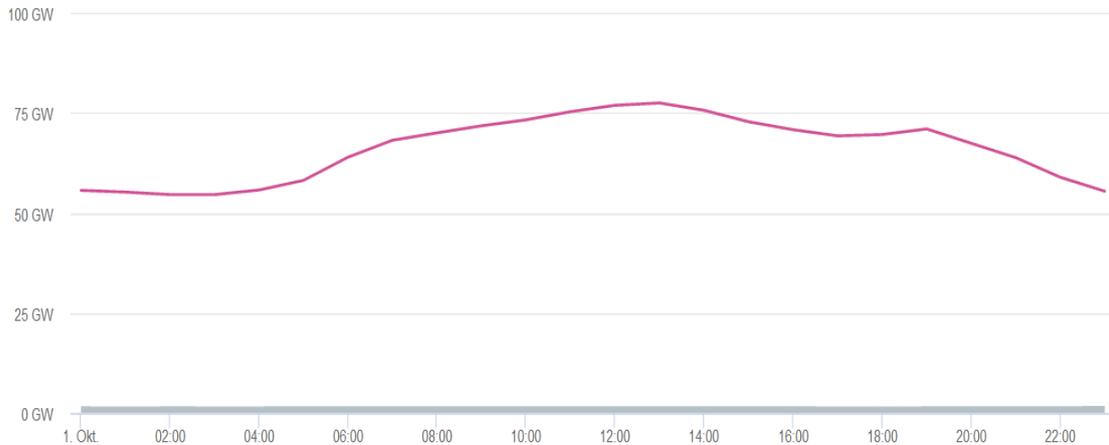
Abbildung C-5: Stromverbrauch innerhalb eines Jahres (Oktober 2019 bis Oktober 2020)



Quelle: Agorameter, Stromerzeugung und -verbrauch.

Betrachtet man die Nachfrage nach Strom im Verlauf eines einzelnen Tages (siehe Abbildung C-6), so zeigt sich derzeit eine sehr geringe Nachfrage zwischen 22h und 5h. Zwischen 5h und 13h steigt die Nachfrage kontinuierlich an, um dann wieder abzuflachen. Die Lastspitze um 13h erreicht in etwa 75 GW.

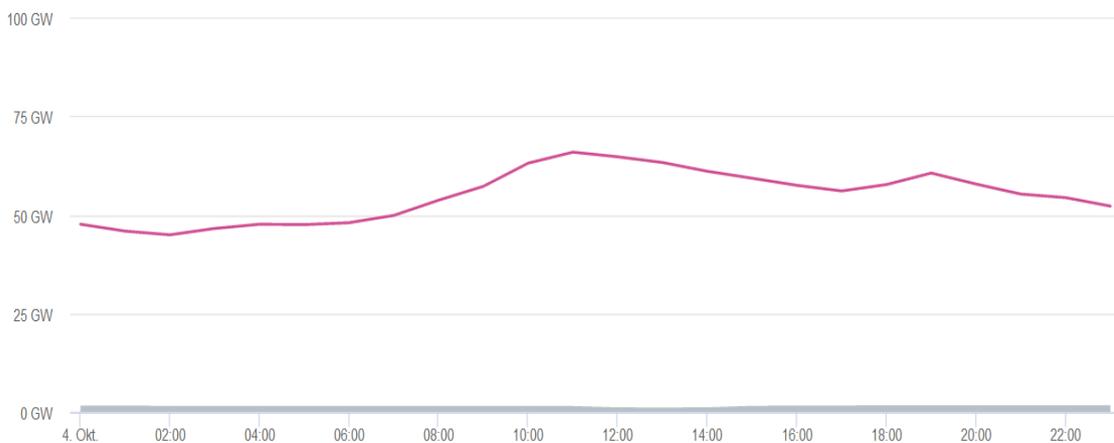
Abbildung C-6: Stromnachfrage wochentags (01.10.2020)



Quelle: Agorameter, Stromerzeugung und -verbrauch.

Sonntags ist das tageszeitliche Profil weniger ausgeprägt (siehe Abbildung C-7). Die Stromnachfrage beginnt erst ab 7h zu steigen. Der Maximalwert wird ebenfalls um 13h erreicht, beträgt dann jedoch nur 56 GW.

Abbildung C-7: Stromnachfrage an Wochenendtagen (04.10.2020)



Quelle: Agorameter, Stromerzeugung und -verbrauch.

C.3.2. Flexible Tarife

Prinzipiell gibt es mehrere Möglichkeiten, durch eine entsprechende Preisgestaltung die zeitlichen Schwankungen der Stromnachfrage zu adressieren und auf diese Weise Lastspitzen durch die volatilitätserhöhenden Entwicklungen sowohl der Stromproduktion als auch der -nachfrage zu mindern. Die Preisgestaltung kann das Zeitprofil der Stromnachfrage systemdienlich oder netzdienlich verändern (vgl. Abschnitt A.2). Zwei Möglichkeiten, die hin-

sichtlich der Netzentgelte aktuell im Mittelpunkt stehen, betreffen die Modelle der Spitzenglättung im Rahmen von Verträgen mit bestellten, bedingten und unbedingten, Leistungen sowie zeitvariabler Netzentgelte.

Aus einer Vielzahl möglicher Preisschemata, auch in Verknüpfung mit nachgefragten Mengen, werden im Folgenden zwei prinzipielle Preisgestaltungsschemata genannt, die grundsätzlich sowohl im wettbewerblichen Segment, als auch im Rahmen der Netzentgelte sowie der staatlich veranlassten Strompreiskomponenten zur Anwendung kommen könnten.

Sogenannte „**Time-Of-Use**“ (**TOU**)-Tarife legen Preise für bestimmte Zeitfenster fest. Sie können sich in ihrer Detailliertheit und somit auch in ihrer Transparenz und Einfachheit für den Nutzer unterscheiden. Charakteristisch ist, dass Zeitfenster für Preisvariationen ex ante festgelegt werden. Auf diese Weise wissen Verbraucher für einen festgelegten Zeitraum, zu welchen Zeiten welche Preise gelten. In einem sehr dynamischen Umfeld ist es unter der Annahme einer entsprechenden Reagibilität der Stromnutzer jedoch möglich, dass sich die Lastspitzen umkehren – in einem solchen Fall müssten die zeitabhängigen Preisvariationen nachgeschärft werden. In einem Rahmen, in dem unklar ist, in welchem Ausmaß E-Mobilität genutzt wird und wie geladen werden wird, ist es aufgrund fehlender Erfahrungswerte schwierig Zeitfenster und Preismargen festzulegen. Mit Blick auf die aktuellen zeitabhängigen Nachfrageprofile scheint es angebracht, zu nächtlichen Zeiten sowie sonntags günstigere Tarife anzubieten. Zudem könnte für Wochentage zwischen 9h und 16h ein dritter, höherer Preis eingeführt werden.

Eine andere Art, flexible Preise anzubieten, stellt das „**Real-Time-Pricing**“ (**RTP**) dar. In diesem Rahmen werden aktuelle Großhandelspreise direkt zeitaktuell für die Preiskomponente Beschaffung und Vertrieb angesetzt. Ebenso ist ein solches Preisschema prinzipiell für Netzentgelte umsetzbar, wenn die Kosten der aktuellen Belastung zeitgenau erfasst wird. Die Preise können stündlich, mehrstündlich oder bis zu viertelstündlich angekündigt und variiert werden. Im Alltag würde ein solches Preisschema, bei manueller Steuerung von Verbrauchseinrichtungen, Haushalte zum heutigen Zeitpunkt überfordern. Hinzu kommt, dass für unflexible Haushalte und solche, die keinen Zugang zu aktuellen Marktinformationen haben, unerwünschte Verteilungseffekte schlicht durch Informationsasymmetrien auftreten können. Unter Effizienzaspekten wären vollständig flexible Preise – seien sie an der Netzauslastung für die Netzentgelte oder am Börsenstrompreis für den Beschaffungsanteil des Preises orientiert – die erstbeste Lösung. Ein solcher Tarif würde jedoch mit hoher Wahrscheinlichkeit in absehbarer Zukunft lediglich von voll flexiblen high-end-usern mit entsprechender iMSys Ausstattung gewählt.²⁹ Diese können ohne fortlaufenden Zusatzauf-

²⁹ In diesen Zusammenhang gilt es sowohl die Kosten eines iMSys (ca. 40-Jahresgebühr für einen 3.500 kWh Haushalt), als auch die momentan z. T. noch unzureichende Kompatibilität der iMSys mit RTP, zu beachten.

wand entsprechend auf die Preissignale reagieren. Wie bereits in C.1 erläutert, stellt diese Gruppe von Haushalten jedoch in näherer Zukunft eine Ausnahme dar.

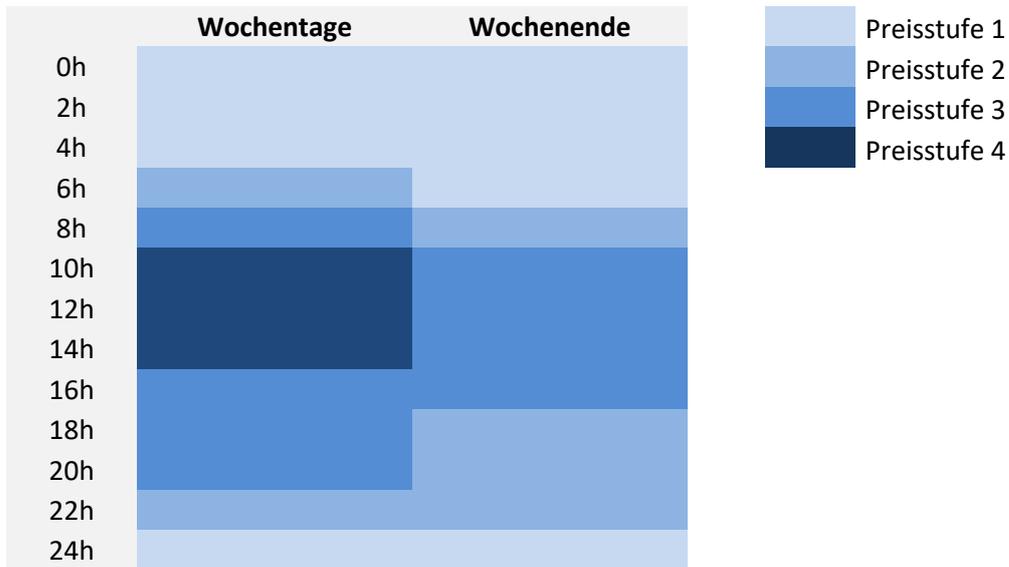
Der Aspekt der Transparenz und Verlässlichkeit auf Verbraucherseite darf für das Gelingen einer Flexibilisierung der Nachfrage nicht unterschätzt werden. Im Spannungsfeld zwischen den Zielen der Effizienz auf der einen, und der Annahme der Stromkunden auf der anderen Seite, muss ein Kompromiss gefunden werden. Wenn Stromverbraucher die Preisschemata nicht verstehen oder als zu komplex empfinden, werden sie nicht auf die entsprechenden Preissignale reagieren. Eine solche Ausgestaltung würde daher auch bei theoretisch bestmöglicher Effizienz ins Leere laufen.

Ob für die staatlich determinierten Strompreiskomponenten ein TOU-Tarif oder ein RTP zu bevorzugen ist, hängt stark von der Ausgestaltung der Flexibilisierung ab. Eine direkte Kopplung an Auslastungsgrenzen oder Großhandelspreise impliziert eine Art RTP. Jedoch ist es, je nach Ausgestaltung des Vertrags der Stromanbieter, auch möglich, Zeitfenster für Preise zu fixieren, so dass die staatlichen Komponenten an diese gebunden sind. In diesem Fall würde auch für die staatlichen Preisbestandteile für den Stromkunden ein TOU-Schema gelten.

Letztlich impliziert der Grad der Variation des Verbraucherpreises, gemessen an den Variationen der Großhandelspreise und der Netzauslastung, eine veränderte Risikoverteilung zwischen Anbieter und Nachfrager. Je gleichförmiger der angebotene Stromtarif, umso mehr Risiko variierender Großhandelspreise liegt beim Anbieter von Strom. Gleichzeitig ist der Tarif besonders einfach zu verstehen: Es gibt nur einen Preis für den Bezug von Strom. Den Gegenpol bieten RTP-Schemata. Hier schlagen sich zeitliche Preisvariationen vollkommen im Verbraucherpreis nieder. Das Risiko schwankender Preise wird nun vollständig vom Konsumenten getragen. Die Preise sind kaum vorhersehbar, es besteht ein hohes Maß an Unsicherheit. Zwischen diesen beiden Extremen sind TOU-Tarife angesiedelt. Hier können mindestens zwei, jedoch mit weiterhin guter Transparenz auch drei, vier oder fünf Preiskategorien in Abhängigkeit der Tageszeit und des Wochentages festgelegt werden. Ein Teil der preislichen Schwankungen durch die Veränderungen in Angebot und Nachfrage wird dann auf die Verbraucher verlagert, was zu einer effizienteren Nutzung von Strom führen kann und somit letztlich für alle Verbraucher aufgrund geringerer Gesamtkosten des Systems von Vorteil ist. Kleinere Schwankungen innerhalb der festgelegten Zeitfenster wiederum sind vom Anbieter zu tragen.³⁰ Abbildung C-8 zeigt beispielhaft ein mögliches TOU-Schema in Abhängigkeit der aktuell beobachteten Lasten.

³⁰ Vgl. Cousins (2009).

Abbildung C-8: Beispiel eines Time-Of-Use Preisschemas



Quelle: Eigene Darstellung.

Der Blick über den Tellerrand zeigt, dass es bereits seit einiger Zeit gute Erfahrungen aus anderen Ländern entsprechenden zeitabhängigen Preisschemata gibt. So hat Électricité de France (EDF), als großer Stromanbieter in Frankreich, TOU-Tarife bereits 1956 für große industrielle Kunden sowie 1965 für Haushaltskunden auf freiwilliger Basis eingeführt. Ein Drittel der über 30 Mio. Kunden nutzen bereits heute einen TOU-Tarif. In Kalifornien ist ein TOU-Tarif für Kunden mit mehr als 500 kW Leistungsabnahme seit 1978 verpflichtend. Die Initiative war eine direkte Reaktion auf die Energiekrise 1973; andere US-Staaten haben ebenso verpflichtende Tarife für Großkunden mit jedoch unterschiedlichen Verbrauchsgrenzen sowie freiwillige TOU-Tarife für Haushaltskunden eingeführt. Dass diese trotz der bisher geringen Volatilität nachgefragt werden, lässt vermuten, dass eine entsprechende Ausgestaltung für die zukünftigen Strommärkte in Deutschland erfolgsversprechend ist.

C.4. Elastizitäten der Stromnachfrage

C.4.1. Empirie

Zentral für die Wirksamkeit flexibler Tarife ist, dass die Stromkunden auf Preisveränderungen reagieren. Zu Zeiten teureren Stroms müssten sie diesen in geringerem Umfang nachfragen und umgekehrt. Der Grad dieser Reagibilität auf variierende Preise wird als Preiselastizität der Nachfrage bezeichnet. Die Elastizität gibt an, um wie viel Prozent sich die Nachfrage verändert, wenn der Preis um 1 % steigt. Verändert sich die Nachfrage bei einem Preisanstieg gar nicht, so ist die Nachfrage vollkommen unelastisch: Unabhängig vom Preis wird stets die gleiche Menge nachgefragt. Bei

vollkommen elastischer Nachfrage hingegen bewirkt schon eine minimale Preisänderung eine gegen unendlich tendierende Änderung der Nachfrage. Diese beiden Extrema sind eher theoretischer Natur. Bei einer sehr elastischen Nachfrage bewirkt eine Preisänderung von 1 % eine Nachfragevariation von mehr als 1 % (hohe Elastizität). Wird eine Nachfrageänderung unter 1 % bewirkt, spricht man von einer unelastischen Nachfrage (niedrige Elastizität). Die Nachfrage ist proportional elastisch, wenn eine Preisänderung von 1 % eine Nachfrageänderung von 1 % bedeutet. Güter des täglich zu deckenden Bedarfs wie Grundnahrungsmittel sowie auch Energie weisen auf Grund ihrer zwingenden Notwendigkeit eine geringe Elastizität auf. Bei der Ermittlung von Elastizitäten und ihrer Interpretation ist eine Differenzierung nach der Fristigkeit unerlässlich. Kurzfristige Elastizitäten geben an, wie Stromkunden unmittelbar bei Preisänderungen reagieren. Der Gerätebestand ist in der kurzen Frist unverändert. Langfristige Elastizitäten berücksichtigen, wie Stromverbraucher im Laufe der Zeit auf Preissteigerungen reagieren können. So besteht etwa die Möglichkeit, durch den Ersatz stromintensiver Haushaltsgeräte durch neuere, deutlich effizientere Geräte Strom zu sparen und auf diesem Weg einer steigenden Strombelastung (partiell) auszuweichen. Die Berechnung langfristiger Elastizitäten berücksichtigt diese Anpassungseffekte.

Ist die Nachfrage nach Strom sehr unelastisch, so bewirkt z.B. auch eine Besteuerung, die zu Sparsamkeit anhalten soll, wenig. Um das Nachfrageverhalten der Haushalte zu verstehen muss die Art der Nachfrage nach Strom berücksichtigt werden. Im Gegensatz zu Industrie und Gewerbe, wo Strom als ein Produktionsfaktor in die Wertschöpfungskette eingeht, ist die Stromnachfrage von Haushalten als abgeleitete Nachfrage zu klassifizieren: Haushalte fragen Strom nur indirekt nach. Ihre eigentliche Nachfrage gilt dem Ergebnis der Dienstleistung, zu der der Stromverbrauch dient. Haushalte haben eine Nachfrage nach beleuchteten Räumen, sauberer Wäsche, warmen Mahlzeiten und warmem Wasser etc. Daher ist die Stromnachfrage eines Haushalts in hohem Maß abhängig von der Geräteausstattung des Haushalts. Wird in einem Haushalt Warmwasser mit Strom generiert, so ist der Stromverbrauch höher als in Haushalten, wo dies durch andere Energieträger erfolgt. Ebenso nutzen nicht alle Haushalte Wäschetrockner und Mikrowellen. Wie ein Haushalt auf eine Strompreisänderung reagiert, ist daher auch eine Funktion seiner strombasierten Geräte. Zudem lässt sich der Stromverbrauch nicht stetig und gleichmäßig verringern, wenn die Preise steigen. Möglicherweise wird mehr darauf geachtet, sparsame Leuchtmittel zu verwenden und das Licht in nicht genutzten Räumen auszuschalten. Dennoch wird es in jeder Familie die Nachfrage nach sieben warmen Mahlzeiten in einer Woche geben. Es wird unmittelbar deutlich, dass die Reaktionspotentiale eines Haushalts von der spezifischen strombasierten Energiedienstleistung abhängen.

Historisch betrachtet wurden auch empirisch regelmäßig sehr geringe Elastizitäten der Energienachfrage im Ganzen, sowie der Stromnachfrage im Speziellen ermittelt.³¹ Hierbei wurde jedoch in der Regel die Nachfrage nach Strom direkt betrachtet, die Geräteausstattung der Haushalte also nicht berücksichtigt. Ebenso wurden die Elastizitäten häufig nicht getrennt nach Nutzergruppen betrachtet.

Schätzungen der letzten Jahre ermitteln hingegen tendenziell höhere Elastizitäten. Eine Studie, die sich explizit auf Haushaltskunden in Metropolregionen der USA bezieht, weist mit -0,74 % in der kurzen und -0,81 % in der langen Frist für die Stromnachfrage relativ hohe Elastizitäten auf (Datenbasis 1997-2007).³² Fell et al. (2010) ermitteln auf Basis von Daten der Jahre 2006 bis 2008 eine Elastizität von -0,5, was für eine Querschnittsdatenstudie auf ein vergleichsweise reagibles Verhalten hinweist.

Eine Studie des Schweizer Strommarktes aus dem Jahr 2015 untersucht die Frage nach Reaktionen der Stromkunden auf verschiedene Parameter wie Preise, jedoch auch des Nachfragemanagements im Weiteren Sinne, also auch verschiedener Programme der Stromanbieter hinsichtlich Rabattaktionen und Informationskampagnen.³³ Da diese Studie sehr aktuell und methodisch überzeugend vorgeht und zudem der Strommarkt eines weiteren, nahen europäischen Landes eher dem nationalen entspricht als US-Märkte, sei dieses Projekt an dieser Stelle näher erläutert. Ziel der Studie war, einerseits die Preiselastizitäten von Konsumenten zu schätzen, andererseits jedoch auch die Energieeffizienzmaßnahmen von Schweizer Stromversorgern zu evaluieren. Die Strompreiselastizitäten wurden sowohl für die kurze als auch die lange Frist ermittelt.

Grundlage einer ersten Schätzung waren eine Haushaltsumfrage und die Verwendung eines eigens gebildeten Haushaltsgeräteindex, um die so wichtige unterschiedliche Geräteausstattung der Haushalte zu berücksichtigen. So kann der Einfluss des Gerätebestands auf den Stromverbrauch bei der Ermittlung der Elastizitäten berücksichtigt werden. Energiedienstleistungen wie „Anzahl gekochter Mahlzeiten“ oder „Anzahl Maschinen sauberer Wäsche“ werden ebenso in den Schätzungen berücksichtigt. Der Bezug des Strompreises zu den Energiedienstleistungen wurde zuvor in keiner anderen Studie untersucht. Die Schätzungen dieser Studie ergeben eine Preiselastizität der Nachfrage von -0,4 in der kurzen Frist sowie langfristig – also unter Berücksichtigung einer Anpassung des Gerätebestands – von -0,4 bis -0,6. Dies bedeutet, dass kurzfristig, wenn der Strompreis **strukturell** um 1 % steigt, die Nachfrage nach Strom um 0,4 % sinkt. Diese **strukturelle und dauerhafte** Erhöhung des Strompreises, welche in einer über einen gewissen Zeitraum geringfügig sinkenden Nachfrage resultiert, gibt jedoch nicht unmittelbar Auskunft über

³¹ Vgl. z.B. Espey (2004).

³² Alberini et al. (2011).

³³ Boogen et al. (2015).

etwaige Anpassungsstrategien, wenn der Preis für einige Stunden oder einen Tag steigt oder fällt. Die Interpretation muss sich, gegeben der empirischen Grundlage, auf ein strukturelles Preisniveau bei statischen Preisen sowie einen bestimmten Zeitraum, in dem bestimmte Energieleistungen gebraucht werden, beschränken.

Eine zweite Schätzung – unter der gleichen Einschränkung zu interpretieren – erfolgt auf aggregierter Ebene. Datengrundlage ist hier eine Umfrage, die auf einem Sample von 30 schweizerischen Stromversorgern aus dem Zeitraum 2006 bis 2012 beruht. Unter Verwendung von Daten zu Haushaltsstromverbrauch, Stromtarifen, mittlerer Haushaltsgröße, mittlerem steuerbarem Einkommen sowie Wetterfaktoren wurde ein dynamisches Stromnachfragemodell geschätzt. Im Ergebnis liegt hier die kurzfristige Preiselastizität bei -0,3 sowie die langfristige bei -0,6.

In einem dritten Teil des Projekts werden die Effekte von Demand-Side-Management (DSM) Aktivitäten bewertet. Es zeigt sich, dass bereits Informationsaktivitäten einen Einfluss auf das Nachfrageverhalten der Stromkunden haben. Wenngleich im Rahmen des Projekts der Fokus auf einer Reduktion des Stromverbrauchs und einer besseren Energieeffizienz lag, so lassen die Ergebnisse plausibel vermuten, dass entsprechende Informationsformate auch die Akzeptanz der Einführung flexibler Tarife und somit das Verhalten der Kunden positiv beeinflussen.

C.4.2. Kritische Würdigung

Werden Verhaltensänderungen auf Variationen von Preisen simuliert, werden zu diesem Zweck üblicherweise Preiselastizitäten der Nachfrage, wie in C.4.1 erläutert, eingesetzt. Diese stellen dar, inwiefern ein Haushalt seinen Stromkonsum mindert oder erhöht, wenn der Preis steigt oder sinkt. Da viele strombasierte Haushaltsgeräte zur Deckung des täglichen Grundbedarfs genutzt werden, sind die Elastizitäten relativ niedrig.

Die Werte der Elastizitäten dieser Studien eignen sich jedoch nicht, um die Frage nach der Reagibilität von Konsumenten bei flexibilisierten Preisen zu beantworten. Eine geringe Elastizität zeigt z.B., dass eine Familie mit kleinen Kindern mindestens zwei Mal in der Woche die Waschmaschine nutzen muss – auch, wenn genau dieser Haushaltstyp überproportional durch Stromkosten belastet ist. Anders ausgedrückt besagen empirisch ermittelte Elastizitäten, welche strombasierten Leistungen ein Haushalt je nach spezifischem Gerät innerhalb eines Tages, einer Woche oder eines Monats definitiv nutzen wird – relativ unabhängig vom durchschnittlichen, strukturellen Strompreis.

Die empirischen Elastizitäten des aktuellen Strommarktsystems geben jedoch keine Auskunft darüber den nutzeinbußen der Haushalte, die den Einsatz von Strom – je nach dem aktuellen Börsenstrompreis bzw. der akkumulierten Verfügbarkeit von Strom – verschieben. Im Beispiel muss die Waschmaschine zwei Mal in der Woche laufen. Dies ist

unabhängig von der Höhe des aktuell statischen Strompreises. Der Haushalt könnte jedoch indifferent sein an welchem Wochentag und zu welcher Uhrzeit dies geschieht. Ebenso können Ladevorgänge neuer strombasierter Verbrauchseinrichtungen wie von E-Autos und Wärmepumpen durch eine automatische Steuerung zu günstigen Tageszeiten erfolgen.

Ob und inwiefern dies der Fall ist, kann empirisch zum aktuellen Zeitpunkt nicht ermittelt werden. Empirie ist per definitionem vergangenheitsbezogen. Aus diesem Grund werden in den exemplarischen Simulationen in Kapitel E nicht die bekannten Elastizitäten zu Grunde gelegt, sondern plausible Annahmen über mögliche Verhaltensänderungen getroffen. In diesem Rahmen ist jedoch die in Kapitel C.4.1 gewonnene Erkenntnis, dass die Elastizitäten im Zeitverlauf mit besseren Informationsmöglichkeiten und Ausweichmöglichkeiten zunehmen, durchaus relevant. Diese Tendenz zeigt, dass Preissignale, sofern sie wahrgenommen werden können und Anpassungsstrategien bekannt sind, sehr wohl eine Wirkung entfalten, auch bei einem Teil des privaten Stromverbrauchs. Dieser flexible Anteil dürfte zudem mit der Durchdringung der Märkte von E-Mobilität und Wärmepumpen steigen. Während Stromkunden in früheren Jahrzehnten kaum die Möglichkeit hatten, zeitaktuelle Preise zu sehen und zu vergleichen sowie sich über alternative Geräte und deren effiziente Nutzung zu informieren, ist dies heute der großen Mehrheit der Haushalte möglich. Dies lässt auch erkennen, dass das Informationsmanagement bei variablen Preisen eine große Rolle spielt (vgl. Kapitel E.3).

Die Transparenz und Einfachheit der Annahmen sorgt für gut verständliche und interpretierbare Ergebnisse. Einige Jahre nach Einführung flexibler Tarife können dann erhobene Daten genutzt werden, um die Wirksamkeit der eingesetzten Preisschemata zu beurteilen und diese gegebenenfalls anzupassen.

D. Flexibilisierung der staatlichen Strompreiskomponenten

D.1. Kriterien für eine effiziente und verteilungsgerechte Flexibilisierung

Eine Flexibilisierung der staatlich veranlassten Strompreiskomponenten muss eine Reihe von Gütekriterien erfüllen. Sie sollte

- ausreichend konsistent mit Flexibilisierungslösungen der Netzentgelte sowie
- ausreichend konsistent mit flexiblen Tarifen der Stromversorger sein,
- sozialpolitischen Kriterien der Verteilungsgerechtigkeit sowohl zwischen den Sektoren als auch zwischen Haushaltstypen und Einkommensklassen genügen,
- transparent und verständlich sein,
- Aufkommensneutralität anstreben,

- rechtskonform sein und
- inhaltlich zu den jeweiligen Komponenten und ihrer Zielsetzung passen.

Eine sachgerechte Flexibilisierung von Netzentgelten zur Vermeidung von Netzengpässen sowie spiegelbildlich als Anreiz zur Stromnutzung in Zeiten geringer Auslastung muss sich zwangsläufig an der aktuellen Situation des jeweiligen, individuellen lokalen Netzes orientieren. Die regional festgelegten Netzentgelte müssen mit dem Ziel einer effizienten Netznutzung Preissignale auf Basis der lokalen Auslastung senden. Dies bedeutet, dass Tendenz und Amplitude einer Variation der Netzentgelte nicht bundesweit parallel verlaufen können oder sollten.

Die staatlichen Strompreiskomponenten müssen jedoch bundesweit einheitlich agieren. Eine regionale Differenzierung der Stromsteuer ist in der Energiebesteuerungsrichtlinie 2003/96/EG nicht vorgesehen. Bundesrechtlich ist eine solche regionale Preisdiskriminierung kaum vorstellbar; ebenso wäre sie potentiell verfassungswidrig. Um im Zweifel eine Differenzierung einer Bundessteuer zu ermöglichen, müsste diese an objektiven Kriterien festgemacht werden, die einen höherrangigen und unabweisbaren Bedarf zur Diskriminierung darlegen. Einen solch hohen Rang wird die Unterstützung der staatlich fixierten Strompreiskomponenten nicht zugesprochen bekommen, zumal es Alternativen gibt, die ebenfalls aktuelle Hemmnisse flexibler Preise abbauen. Ähnlich kritisch wird eine Variation der EEG-Umlagesätze in Abhängigkeit der regionalen Netzauslastungen bewertet. Aus diesem Grund knüpfen die im folgenden genannten Flexibilisierungsoptionen der staatlich fixierten Strompreiskomponenten nicht (direkt) an die lokalen Netzauslastungen an, sondern an die absolute Verfügbarkeit oder Knappheit anzeigenden Handelspreise. Für diejenigen Optionen, die zu einem geringeren Gewicht der staatlichen Komponenten im gesamten Strompreisgefüge führen, gilt, dass diese implizit auch netzdienlich sind: Durch das geringere Gewicht der staatlichen Komponenten gewinnen die – flexiblen – Netzentgelte an Einfluss im Preisgefüge und somit an Anreizwirkung zu einer verminderten oder verstärkten Nachfrage auch im lokalen Netz (vgl. Abschnitt E.2.4).

Verschiedene Möglichkeiten einer Flexibilisierung von Netzentgelten werden bereits diskutiert. Neben zeitabhängigen Entgelten (siehe vzbv, 2020), für die auch die Gutachter plädieren, werden Modelle bedingt und unbedingt bestellter Strommengen diskutiert. Letztere sind für den industriell und Teile des gewerblich genutzten Stroms geeignet (vgl. C.1). Eine Art zeitvariabler Tarife wird aktuell bereits im Rahmen der atypischen Netznutzung umgesetzt – und stark nachgefragt.

Zeitvariable Tarife der Anbieter im wettbewerblichen Preissegment sind hingegen an deren Kosten, also den Einkaufspreisen (Börsenstrompreisen) des Stroms, orientiert. Mögliche Tarifoptionen, wie Tarife im Rahmen von TOU oder RTP (vgl. C.3.1) sind auch hier denkbar.

Der Rahmen, in dem sich eine Flexibilisierung aller Strompreiskomponenten bewegen kann, ist begrenzt: Auf der einen Seite müssen diejenigen Nutzer, die ihre Flexibilität zur Verfügung stellen, monetär entlohnt werden, d.h. ihre Stromrechnung muss niedriger ausfallen, als es ohne Flexibilisierungsbestreben der Fall wäre. Auf der anderen Seite sollte dies aus sozialpolitischen Erwägungen nicht zu Lasten unflexibler Verbraucher gehen. Eine Rentnerin soll sich bei gleichbleibender Nutzung von Licht, Küchengeräten und Waschmaschine nicht steigenden Strompreisen gegenübersehen, weil sie kaum Möglichkeiten hat zu flexibilisieren. Kurz: **Die monetären Anreize für die flexiblen Verbraucher müssen spürbar sein, dürfen jedoch nicht zu Lasten der unflexiblen Verbraucher gehen.** Dies scheint aktuell, wenngleich herausfordernd in der Konzeption, möglich zu sein. Ausgehend von der aktuellen Phase hoher Endverbraucherpreise bietet sich eine gute Grundlage für Reformen, da sinkende Preisprognosen Spielraum für das Honorieren von flexibler Nachfrage geben.

D.2. Flexibilisierungsoptionen ausgewählter staatlicher Strompreiskomponenten

Dieses Kapitel diskutiert Flexibilisierungsoptionen der EEG-Umlage sowie der Stromsteuer. Wie bereits in den Abschnitten B.3.1 sowie C.3.2 ausgeführt, eignen sich diese Komponenten bestmöglich sowohl hinsichtlich ihrer inhaltlichen Aspekte und Zielsetzungen als auch ihres vergleichsweise hohen Anteiles am Gesamtstrompreis. Zudem wird eine Modifikation der Konzessionsabgabe erörtert, da diese inhaltlich an die regionalen Netze geknüpft ist. Für alle weiteren staatlich determinierten Preiskomponenten wird angenommen, dass sie wie im Status Quo fortbestehen. In ihrer Summe betragen diese akkumuliert weniger als 1 Ct/kWh, so dass sie kein signifikantes Hemmnis für flexible Preise darstellen. Für die hier betrachteten Maßnahmen gilt stets, dass eine Vergünstigung des Preises als Summe aus Beschaffung, Netzentgelten und staatlichen Komponenten ceteris paribus auch eine geringere Umsatzsteuerbelastung bewirkt. Voraussetzung für eine sinnvolle Flexibilisierung der staatlich determinierten Preiskomponenten ist, dass in den Preissegmenten der Beschaffung sowie der Netzentgelte flexible Preise ebenso umgesetzt werden.

D.2.1. Flexibilisierte Konzessionsabgabe

Um die Konzessionsabgabe zu flexibilisieren scheint eine Modifikation der Art der Finanzierung sinnvoll. Da es sich um ein Entgelt zwischen Netzbetreibern und Kommunen handelt, ist eine Ausrichtung am Börsenstrompreis weder sachgerecht noch sinnvoll. Ebenso ist für die Kommune, deren Wege genutzt werden, auch der Stand der Netzauslastung nicht relevant. Denkbar, sowie inhaltlich konsistent ist es jedoch, diese Kostenkomponente der Netzbetreiber in die Netzentgelte zu integrieren. Sie würde so, anstatt der staatlichen Strompreiskomponenten (deren Anteil am Strompreis insgesamt entsprechend sinken würde), sachgerecht den Netzentgelten zugeschlagen.

In einem modifizierten vertraglichen und rechtlichen Rahmen würden keine mengenbasierten Preisaufschläge auf jede verbrauchte Kilowattstunde festgelegt, sondern eine an den bisherigen Zahlungen orientierte Summe, die die Netzbetreiber an die Kommunen entrichten. Diese Summe kann dann als Kostenkomponente der Netzbetreiber in die flexibilisierten Netzentgelte einfließen und somit durch die Entgelte mit abgegolten werden. Eine andere Anknüpfung der Konzessionsabgabe an die Netzentgelte kann somit, im Rahmen an der Netzauslastung orientierter flexibler Tarife, das entsprechende Preissignal verstärken, anstatt es als Mengenabgabe im Bereich der staatlichen Strompreiskomponenten zu verwässern. Dies entspricht implizit einer sachgerechten Flexibilisierung der Konzessionsabgabe.

Legen die Netzbetreiber ihre Ausgaben für die Konzessionsabgabe gleichmäßig über alle angebundenen Kunden – die meist verschiedenen Kommunen angehören – um, ist hiermit zudem ein weiterer Schritt zur Harmonisierung der Netzentgelte im Sinne des NEMoG erreicht. Möglich wäre es jedoch auch, die Aufschläge wohnortbezogen zu differenzieren. Der bürokratische Aufwand für die Netzbetreiber beschränkt sich bei einer solchen Umstellung auf einen Zeitpunkt: Die Verträge mit den Kommunen müssen neu verfasst sowie einheitliche oder nach Wohnort differenzierte Aufschläge auf das Netzentgelt im Netzzustand „mittlere Auslastung“ festgelegt werden, so dass auch dies Teil eines auslastungsabhängigen Preises wird.

D.2.2. Flexibilisierte Stromsteuer

Die Stromsteuer hat den Zweck, Klimaschutzziele zu unterstützen. Sie gibt durch die entsprechende Verteuerung einen Anreiz zu einem sparsamen und effizienten Umgang mit Strom. Prinzipiell kann sowohl für eine systemdienliche, preisliche Flexibilisierung sowie für eine Teilbefreiung argumentiert werden. Nur hypothetisch ist es denkbar, die Stromsteuer anhand der lokalen Netzauslastung zu flexibilisieren: Eine regional differenzierte Bundessteuer, die zudem zur gleichen Zeit an unterschiedlichen Orten in verschiedene Richtungen variieren kann, ist rechtlich kaum umsetzbar (vgl. Abschnitt D.1).

Mit Blick auf das Erreichen klimapolitischer Ziele könnte dafür plädiert werden, Strom aus erneuerbaren Energien von der Stromsteuer zu befreien oder mindestens zu begünstigen. Jedoch würde an dieser Stelle der administrative Aufwand deutlich erhöht bei einer Steuer, die perspektivisch ohnehin durch eine CO₂-orientierte Energiesteuer ersetzt werden sollte. Zudem zielt der aktuell einsetzende nationale Emissionshandel des BEHG im Zusammenspiel mit dem EU ETS exakt auf diese Lenkungswirkung, indem Energieerzeugung gemäß dem verursachten CO₂-Ausstoß verteuert wird.

Aktuelle Optionen, die die Flexibilität des Strompreises unterstützen können, sind

- Umwandlung in eine wertbasierte Steuer,
- Kombinierte wert- und mengenbasierte Steuer sowie

- Aufkommensneutrale Senkung des (mengenbasierten) Stromsteuersatzes für die nicht begünstigten Sektoren bei steigender Stromnachfrage.

Die bisherige Ausgestaltung als mengenbasierte Steuer, unabhängig sowohl vom Großhandelspreis als auch von der Netzauslastung, hemmt die Anreize für Verbraucher, sich system- oder netzdienlich zu verhalten (vgl. B.3.2, C.1). Eine, technisch betrachtet, einfache Möglichkeit dieses Hemmnis zu vermeiden stellt die Ausrichtung an den flexibilisierten Strompreiskomponenten der Beschaffung oder des Netzentgelts dar. Ein Anknüpfen an die Netzentgelte wird im Weiteren nicht betrachtet, da dies an rechtliche Grenzen stößt (vgl. Abschnitt D.1).

Eine wertbasierte Steuer erhöht die Marge zwischen einem niedrigen und einem hohem Strompreis *vor* der Addition der staatlichen Komponenten. Dieser Effekt wird durch die ebenso stärker gespreizte Umsatzsteuer verstärkt. Eine *reine* Wertbasis kann den gewünschten Lenkungseffekt daher deutlich übersteuern, was wiederum Ineffizienzen bedeuten kann.

Der Steuersatz kann anhand von Verbrauchsschätzungen derart justiert werden, dass eine entsprechende Umstellung aufkommensneutral wäre. Kritisch zu betrachten sind jedoch die Verteilungswirkungen. Unter der Annahme, dass insbesondere kleine und einkommensschwache Haushalte in absehbarer Zukunft nicht zu den Nutzern flexibler Verbrauchseinrichtungen gehören und entsprechend nicht in signifikantem Ausmaß in der Lage sein werden auf Preissignale zu reagieren, wird ihre Stromnachfrage mit hoher Wahrscheinlichkeit auch Zeiten betreffen, in denen der zeitflexible Strompreis hoch ist – bei wertbasierten staatlichen Komponenten möglicherweise höher als im Status Quo. Aufgrund ihres insgesamt geringen Stromverbrauchs, ist der Anteil an teurerem Strom am Gesamtverbrauch deutlich höher als bei flexibleren Haushalten, die insgesamt mehr Strom zu einem geringen Durchschnittspreis verbrauchen. Eine solche Entwicklung der Verteilungseffekte flexibler Strompreise sollte jedoch vermieden werden.

Ebenso wäre es möglich, einen Teil des mengenbasierten Stromsteuersatzes an eine *ex ante* als „normal“ determinierte Stromverfügbarkeit oder einen determinierten Handelspreis zu knüpfen. Variationen der Handelspreise können dann einen anteiligen Auf- oder Abschlag des Stromsteuersatzes bedeuten. Diese Option impliziert die Bildung eines Korridors, innerhalb dessen der Stromsteuersatz schwanken kann. Vorteilhaft ist, dass durch die Indexierung ein Minimum sowie ein Maximum der Stromsteuervariation festgelegt werden kann (z.B. +/- 50 %), was eine Verlässlichkeit und Vorhersehbarkeit für alle Verbraucher bedeutet. Dass auf diese Weise, in extremen Situationen, die Amplitude der Variation der Verfügbarkeit oder Knappheit des Stroms nicht vollständig abgebildet werden kann, d.h., dass die staatlichen Strompreiskomponenten weiterhin einen *leicht* hemmenden Einfluss auf die Sichtbarkeit der Markt- bzw. Netzsituation ausüben, kann als Nachteil gesehen werden. Dies ist jedoch kein zwingendes Kriterium einer sinnvollen Flexibilisierung. Auch in diesem

Fall werden das Hemmnis der preislichen Rigidität durch diese Strompreiskomponente sowie jedoch eben auch potentiell kritische Verteilungseffekte gemindert.

Eine dritte Option, den Zustand der Stromverfügbarkeit besser im Endverbraucherpreis abzubilden, ergibt sich aus der prognostizierten Entwicklung der Stromnachfrage (vgl. C.2.2). Ein deutlicher Anstieg der Stromnachfrage führt im aktuellen System durch die mengenbezogene Ausgestaltung der Stromsteuer automatisch zu steigenden Einnahmen. Fixiert man die Einnahmen aus der Stromsteuer auf dem aktuellen Niveau, ist bei steigender Nachfrage und Aufkommensneutralität eine mittelfristig signifikante Steuersatzsenkung möglich. Unter der Annahme einer Stromnachfrage i.H.v. 748 TWh (EWI Prognose 2030, vgl. C.2.2) in 2030 ließe sich bei einem Steuersatz von 1,54 Ct/kWh nominal ein identisches Aufkommen im Vergleich zum Aufkommen der Stromsteuer in 2018 erzielen.³⁴ Die Vergünstigung auf die Hälfte des regulären Satzes für den industriellen Sektor bleibt bei dieser Berechnung erhalten. Soll die Belastung der Stromsteuerbegünstigten um weniger gesenkt werden als die der Haushalte und weiteren nicht begünstigten Stromkunden, ist für letztere ein noch geringerer Stromsteuersatz bei konstantem Aufkommen umsetzbar. Durch den entsprechend geringeren Stromsteuersatz sinkt auch die Umsatzsteuer anteilig.

Ein geringerer Steuersatz entspricht unmittelbar einem geringeren Gewicht der staatlichen Strompreiskomponenten im gesamten Strompreisgefüge. Dies wiederum bedeutet, dass die staatlich festgelegten Teile des Strompreises Reaktionen auf Variationen der Preisanteile der Beschaffung sowie der Netzentgelte deutlich weniger konterkarieren. Allein durch das Anstreben einer annähernden Aufkommensneutralität der Stromsteuer kann daher, entsprechend den Prognosen, bei steigender Nachfrage eine bessere Flexibilität des Strommarktes realisiert werden als im Status Quo.

Dieser Befund bleibt erhalten, wenn wertbasierte Elemente die aktuell mengenbasierte Konzeption ersetzen oder ergänzen sollen. Auch hier kann der jeweilige Steuersatz sinken, wenn die Nachfrage deutlich und nachhaltig steigt.

Die Kosteneffekte der genannten Optionen werden in Kapitel E für ausgewählte Beispielhaushalte annahmegestützt quantifiziert.

D.2.3. Flexibilisierte EEG-Umlage

Während der Nutzen einer Subventionierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen weitgehend unumstritten ist, hat die Art der Finanzierung über eine strommengenbasierte Umlage deutliche Kritik erfahren (vgl. B.3.1.1). Als Optionen hinsichtlich der Ausgestaltung der EEG-

³⁴ Unterstellt man eine zukünftig stärkere Inflation als in jüngster Vergangenheit, würde die Steuersatzsenkung etwas geringer ausfallen.

Umlage, die eine Flexibilisierung des akkumulierten Strompreises unterstützen anstatt diesen Marktprozess zu hemmen, werden folgende Maßnahmen betrachtet:

- Abschaffung der EEG-Umlage in ihrer aktuellen Form
- Umwandlung in eine wertbasierte Umlage
- Kombinierte wert- und mengenbasierte Umlage

Im Zuge der Corona-Krise, dem daraus resultierenden Konjunkturpaket sowie vor dem Hintergrund des Beginns des nationalen Emissionshandels (vgl. Abschnitt B.3.1.1), werden aktuell wieder verstärkt alternative Finanzierungsformen der Subventionierung der EE-Anlagen diskutiert. Zwei dieser Vorschläge analysieren eine drastische Senkung der EEG-Umlage und eine entsprechende Querfinanzierung aus dem allgemeinen Staatshaushalt (vgl. Agora (2020b)) sowie – auch unter dem Aspekt des bürokratischen Aufwands – eine Abschaffung der EEG-Umlage als solcher und eine Finanzierung über den nEHS, temporäre Defizite sowie eine temporäre Erhöhung der Stromsteuer (vgl. dena/FiFo/Stiftung Umweltrecht (2020)).

Eine Abschaffung oder deutliche Senkung der EEG-Umlage impliziert *ceteris paribus* ein deutlich geringeres Gewicht der Umlage im gesamten Strompreisgefüge. Aufgrund ihres großen Gewichts im Strompreisgefüge hemmt die EEG-Umlage die potentiellen Anreizwirkungen flexibler Tarife und Netzentgelte auf die Stromnachfrage deutlich. Wird der Einfluss der Umlage auf den Strompreis insgesamt gesenkt, bestenfalls auf null, so werden Anreizwirkungen der flexiblen Preise von Beschaffung und Netzentgelt wirksamer.

Ohne die EEG-Umlage würde der Anteil der staatlichen Komponenten nur noch knapp 24 % des Strompreises betragen, der rigide Einfluss wäre bereits auf die Hälfte reduziert. Wird parallel die Konzessionsabgabe in die flexiblen, auslastungsabhängigen Netzentgelte integriert, so haben die staatlichen Komponenten nur noch einen Anteil von 15 % am Strompreis (inkl. Berücksichtigung der implizierten Verringerung des Umsatzsteueranteils). In diesem Fall wäre die Rigidität der verbleibenden staatlichen Strompreiskomponenten vernachlässigbar.

Soll die EEG-Finanzierung weiterhin im bisher prognostizierten Ausmaß über den Stromverbrauch erfolgen, so besteht die Möglichkeit, die mengenbasierte Umlage in eine wertbasierte Umlage zu überführen. Auf Basis des prognostizierten zukünftigen Stromverbrauchs ist dies annähernd aufkommensneutral möglich. Die bereits bei der Stromsteuer in D.2.2 beschriebenen Effekte auf die Verteilung sowie die entstehende ineffiziente Übersteuerung des Preissignals, verstärkt durch die Auswirkungen auf die Umsatzsteuer, bewirken, dass diese Maßnahme als ungeeignet bewertet werden muss. Dies gilt für die EEG-Umlage in höherem Maße als für die Stromsteuer, da durch die multiplikativen Effekte auf ihre absolute Höhe die Verwerfungen umso stärker wirken.

Hinzu kommt auch für die EEG-Umlage, analog zur Stromsteuer, die Option, die mengenbasierte Umlage zu indexieren und mit von den Handelspreisen abhängigen Auf- und Abschlägen zu kombinieren. In diesem Fall würde eine Korridorbildung erfolgen, in dessen Rahmen die EEG-Umlage mit einer Marge von z.B. +/- 50 % in Abhängigkeit aktueller Knappheit schwankt. Für das Jahr 2022 würde dies bei einem EEG-Umlagesatz von 6 Ct/kWh bedeuten, dass bei hoher Verfügbarkeit von Strom, ergo sinkendem Handelspreis die EEG-Umlage auf bis zu 3 Ct/kWh sinken kann. Hingegen kann bei geringer Erzeugung aus EE-Anlagen und knappem Strom die EEG-Umlage auf maximal 9 Ct/kWh steigen, um das entsprechende Knappheitssignal zu unterstützen.

Auch in diesem Rahmen müssen jedoch Verteilungswirkungen mit gedacht werden. Sollte diese Option zu einer Verteuerung des Strompreises für einkommensschwache Haushalte und/oder unflexible Verbraucher führen, ist eine andere Justierung des Korridors notwendig, damit die Flexibilisierung des Strompreises insgesamt gelingen kann.

Es sind zudem Kombinationen verschiedener Instrumente möglich: Zum einen im Flexibilisierungsprozess einer Strompreiskomponente – so ist eine Absenkung der EEG-Umlage in Kombination mit einer Korridorlösung in der Lage, Preissignale zu erhalten und dabei unangemessene Verteilungswirkungen zu verhindern; zum anderen zwischen den unterschiedlichen Strompreiskomponenten.

Tabelle D-1 stellt die Flexibilisierungsoptionen der einzelnen Strompreiskomponenten zusammenfassend dar. Während eine Mengenbasierung oder ein kombinierte Korridorlösung als Instrument für mehrere Strompreiskomponenten infrage kommen, stellen andere Flexibilisierungsinstrumente nur für eine Komponente eine Option dar. Generell lassen sich Szenarien aus allen Kombinationen möglicher Instrumente einzelner Strompreiskomponenten bilden.

Tabelle D-1: Möglichkeiten der Flexibilisierung betrachteter Strompreiskomponenten

Flexibilität durch...	EEG Umlage	Stromsteuer	Konzessionsabgabe
Abschaffung (nEHS)	✓	-	-
Wertbasierung	-	✓	-
Mengenbasierung	✓	✓	-
Kombinierte Basis/ Korridor	✓	✓	-
Senkung des Satzes bei Aufkommensneutralität	-	✓	-
in Netzentgelte inkludieren	-	-	✓

Quelle: Eigene Darstellung

D.3. Rechtliche Einordnung und Perspektive

Die Möglichkeiten zur Flexibilisierung des Strompreises sind zudem vor geltendem nationalem und vor allem europäischem Recht bewerten. Maßgeblich sind hier vor allem die Richtlinie (EU) 2019/944 für den Elektrizitätsbinnenmarkt (Strombinnenmarktrichtlinie) und die Richtlinie 2003/96/EG zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom (Energiebesteuerungsrichtlinie), die den Rahmen der nationalen Gesetzgebung vorgeben. Während die Strombinnenmarktrichtlinie die Flexibilisierung des Strommarktes als ein explizites Ziel nennt, schränkt die Energiebesteuerungsrichtlinie von 2003, welche die Europäische Kommission 2019 ausführlich evaluiert hat und anschließend vom Rat der Europäischen Union formell beauftragt wurde diese zu überarbeiten, die Flexibilisierungsoption aktuell noch in Teilen ein.

EU-Strombinnenmarktrichtlinie

Eine flexiblere Gestaltung der Strom- und Energiemärkte wird im Rahmen der Richtlinie zum einen als ein klimapolitisches Instrument einer effizienten Energiewende benannt, zum anderen als Möglichkeit die Rolle der Energieverbraucher zu stärken, um energie- und kosteneffiziente Lösungen zu ermöglichen. Die (flächendeckende) Förderung des Einsatzes von Technologien, wie iMSys, wird ausdrücklich begrüßt. Die Richtlinie unterstreicht die Bedeutung iMSys zur Stärkung der Position der Verbraucher um aktiv am Markt teilzunehmen, die Lasten zu steuern und effektiv von dynamischen Stromtarifen zu profitieren. Während die Mitgliedstaaten zum einen „für eine angemessene Exposition der Verbraucher gegenüber dem Großhandelspreisrisiko sorgen sollten“, sollen sie zum anderen „auch sicherstellen,

dass diejenigen Verbraucher, die sich nicht aktiv am Markt beteiligen wollen, keine Nachteile erfahren“.³⁵

Die Begründung zur Änderung der Richtlinie stellt explizit klar: „Um den Nutzen und die Wirksamkeit dynamischer Stromtarife zu maximieren, sollten die Mitgliedstaaten das Potential dafür prüfen, den Anteil der Festpreisbestandteile an den Stromabrechnungen dynamischer zu gestalten oder zu verringern, und sollten angemessene Maßnahmen ergreifen, soweit solches Potenzial besteht“.³⁶ Die im Rahmen dieses Gutachtens dargestellten Flexibilisierungsoptionen staatlicher Strompreiskomponenten sind somit ausdrücklich im Sinne der Strombinnenmarktrichtlinie.

EU-Energiebesteuerungsrichtlinie

Die Energiebesteuerungsrichtlinie ist maßgeblich für die Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom. Sie betrifft daher nur einen vergleichsweise kleinen Teil der hier vorgestellten Flexibilisierungsoptionen der staatlichen Strompreiskomponenten: Die Stromsteuer. Andere staatliche Komponenten, wie EEG-Umlage und Konzessionsabgabe, die einen deutlich größeren Hebel besitzen, berührt die Richtlinie nicht.

Eine grundlegende Reform der Energiebesteuerungsrichtlinie von 2003, die – nach einer durch die Europäische Kommission 2019 durchgeführten Evaluierung³⁷ – dringend geboten ist, wird im Rahmen des „Europäischen Grünen Deals“ aktuell intensiv diskutiert. Eine Flexibilisierung der Stromsteuer muss mit dem europäischen Primärrecht und den darin festgehaltenen gemeinsamen ökonomischen Prinzipien im gemeinsamen Markt übereinstimmen. Da nicht die gesamte Energiebesteuerungsrichtlinie im Widerspruch zu einer Flexibilisierung staatlicher Strompreiskomponenten steht, fokussiert sich der folgende Kurzüberblick auf zentrale und gegebenenfalls kritische Elemente der Richtlinie.

Neben dem festgelegten Mindeststeuersatz³⁸ für elektrischen Strom von 1,00 Euro pro MWh ist es vor allem der strenge Mengenbezug, der gestaffelte Steuersätze nur unter der Bedingung erlaubt, dass diese sich nach der verbrauchten Menge elektrischen Stroms richten.^{39, 40}

³⁵ Richtlinie (EU) 2019/944, L158/130 (37).

³⁶ Richtlinie (EU) 2019/944, L158/130 (38).

³⁷ Vgl. European Commission (2019): Evaluation of the council directive 2003/96/EC of 27 October 2003.

³⁸ Richtlinie 2003/96/EG, L283/53, Artikel 4.

³⁹ Richtlinie 2003/96/EG, L283/54, Artikel 5.

⁴⁰ Eine weitere Möglichkeit, gestaffelte Steuersätze anzuwenden, besteht in einem direkten Zusammenhang zwischen den Steuersätzen und der Qualität der Erzeugnisse (Richtlinie 2003/96/EG, L283/54, Artikel 5). Dies ist für die hier vorgestellten Flexibilisierungsoptionen nicht der Fall.

Die Festlegung eines Mindeststeuersatzes im EU-Binnenmarkt ist aus wettbewerbspolitischer Sicht bestens begründbar. Jedoch besteht kein Grund, diese zwangsläufig proportional auf jede einzelne verbrauchte Einheit anzuwenden. Im Sinne einer Flexibilisierung könnte eine Mindestbesteuerung, die sich am durchschnittlichen Stromsteuersatz über einen definierten Zeitraum orientiert, den nötigen Raum bieten, die Stromsteuer entsprechend der zur Verfügung stehenden Menge an Strom flexibel zu gestalten. Gleichzeitig könnte die Wahrung eines durchschnittlichen, strukturellen Mindeststeuersatzes innerhalb dieses Zeitraums gewährleistet werden. Anstatt eines Mindeststeuerbetrags für elektrischen Strom für nichtgewerbliche Verwendung, der einem Euro je MWh zu keinem Zeitpunkt unterschreiten darf, könnte die Maßgabe lauten: Der Mindeststeuerbetrag darf den Satz von einem Euro je MWh bspw. im Monatsdurchschnitt nicht unterschreiten. Dies würde, im Sinne der Flexibilisierung, einen Steuersatz erlauben der zeitweise unter einem Euro je MWh liegt (in Zeiten hoher Verfügbarkeit günstigen Stroms), solange dieser insgesamt, durch einen zeitweise höheren Steuersatz (in Zeiten von Knappheit und hohen Lastspitzen), innerhalb des Zeitraums (bspw. eines Monats) über dem Mindeststeuerbetrag liegt. Eine Flexibilisierung mittels Wertbasierung der Steuer ist im Rahmen einer Korridorlösung, in welcher ein Mindeststeuerbetrag pro Menge das untere Ende eines solchen Korridors darstellt, auch im Rahmen der aktuell gültigen Richtlinie bereits durchführbar.

Eine größere Hürde stellt der strikte Mengenbezug der Richtlinie dar. Artikel 4(2) der Richtlinie 2003/96/EG definiert das Wort „Steuerbetrag“ als „die Gesamtheit der als indirekte Steuern (mit Ausnahme der Mehrwertsteuer) erhobenen Abgaben, die zum Zeitpunkt der Überführung in den freien Verkehr direkt oder indirekt anhand der **Menge** an Energieerzeugnissen und elektrischem Strom berechnet werden.“⁴¹ Die in Artikel 5 dargelegten Ausnahmetatbestände in welchen eine Staffelung der Steuersätze zulässig ist, treffen auf die Flexibilisierung der Steuer auf qualitäts-homogenen elektrischen Strom nicht zu.

Dieser Bezug auf die verbrauchte Strommenge verhindert nicht nur die Flexibilisierung der Stromsteuer, sondern auch einen effektiven Klimabezug der Energiesteuern, beispielsweise durch einen Bezug auf die emittierte CO₂-Menge, was angesichts der ambitionierten Klimaziele der EU kritisiert werden kann. Die aktuelle Energiebesteuerungsrichtlinie steht somit nicht nur einer flexiblen Strombesteuerung, sondern auch einer innovationsoffenen und klimaschützenden Besteuerung auf Basis der Klimawirkung des verbrauchten Energieträgers anstatt seiner reinen Menge, entgegen.

Der kommende Legislativvorschlag der Europäischen Kommission sollte daher flexiblere, u.a. auch wertbasierte Besteuerung von elektrischem Strom und anderen Energieträgern ermöglichen. Konkret bedeutet dies vor allem eine Aufweichung des strikten Mengenbezugs oder die Aufnahme eines entsprechenden Ausnahmetatbestandes. Es wäre erstre-

⁴¹ Hervorhebung nicht im Original.

benswert die Besteuerung von Energieerzeugnissen in der EU stärker an Klimaschutzgesichtspunkten auszurichten, indem Energieverbrauchern die Möglichkeiten geboten werden, sich daran in höherem Maße – bspw. durch das Einbringen systemdienlicher Flexibilität – zu beteiligen.

E. Effekte auf den Verbraucherpreis anhand stilisierter Beispiele

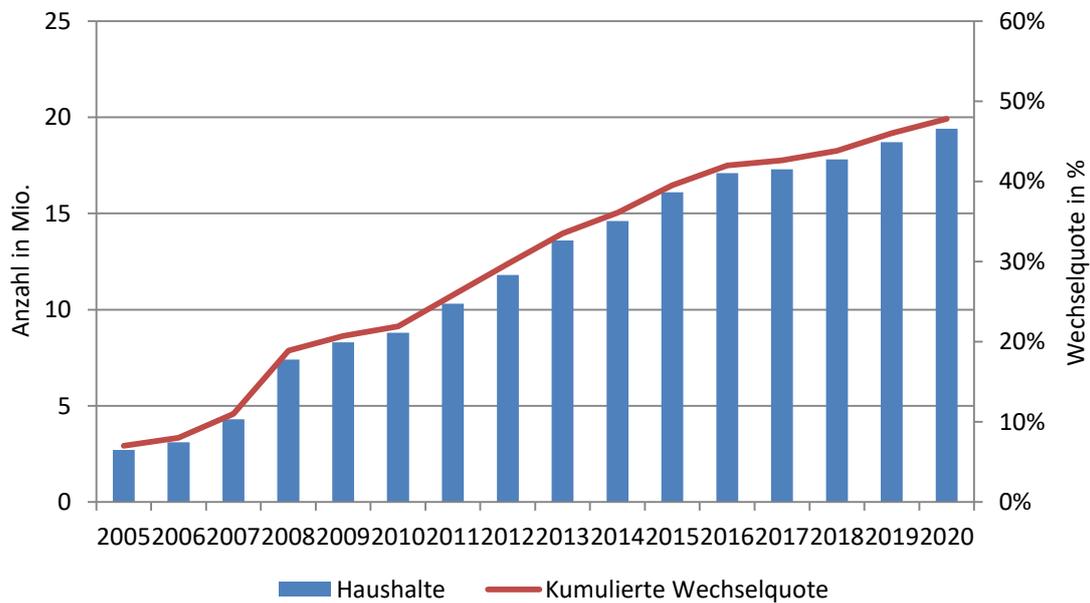
E.1. Inzidenz

Gelingt es, durch Flexibilisierungsoptionen Einsparungen zu erzielen, so schließt sich die Frage an, wer durch diese Einsparungen profitiert (Inzidenz der Maßnahme). Eine gleichmäßige Netzauslastung durch flexible Netzentgelte kann in einer entsprechenden Kostenreduktion der Stromkunden oder höheren Gewinnen der Netzbetreiber resultieren.⁴² Da die Netzentgelte genehmigt und überwacht werden, darf davon ausgegangen werden, dass sich die Einsparungen folglich tatsächlich in geringeren Kosten(-steigerungen) der Stromverbraucher niederschlagen.

Etwas anders ist der Fall der stromanbietenden Unternehmen zu bewerten. Diese agieren frei auf dem Markt und attrahieren ihre Kunden unter Wettbewerbsbedingungen. Abhängig von der Ausprägung des Wettbewerbs ist die Marktmacht der Anbieter- oder Nachfrageseite zu bewerten. Je geringer der Wettbewerb zwischen den Stromanbietern, desto höher die Wahrscheinlichkeit, dass erzielbare Margen durch eine flexiblere Stromnachfrage bemessen am Börsenstrompreis von den Anbietern abgeschöpft wird. Andersherum sollte bei hohem Wettbewerb ein substantieller Anteil der eingesparten Marge auch beim Nachfrager ankommen.

Es zeigt sich, dass die Konkurrenz unter den Stromanbietern sowohl hoch als auch wachsend ist. Wie Abbildung E-1 darstellt, haben seit der Liberalisierung des Strommarktes in jedem Jahr Millionen Haushalte den Anbieter gewechselt, weil ein günstigeres Angebot verfügbar war. Zudem nimmt die Zahl der Wechselnden zu. Während in den Jahren 2005 bis 2007 im Durchschnitt 3,37 Mio. Haushalte ihren Stromanbieter wechselten, waren es in den Jahren 2018 bis 2020 durchschnittlich 18,63 Mio. pro Jahr. Die kumulierte Wechselquote beträgt am aktuellen Rand bereits knapp 50 %. Dies ist auch auf die im Zeitverlauf leichter zugänglichen Informationen zu Preisvergleichen entsprechender Rechner im Internet zurückzuführen, so dass die Transparenz der Preisunterschiede zwischen den Stromanbietern gegeben der eigenen Haushaltssituation für eine stetig wachsende Anzahl an Verbrauchern deutlich verbessert ist.

⁴² Die Einsparungen gilt es relativ zum potentiell größeren Bedarf an Netzausbau zu betrachten.

Abbildung E-1: Versorgerwechsel der Haushalte in der Stromversorgung.

Quelle: BDEW Strompreisanalyse, Jan. 2020. Eigene Darstellung.

Regional betrachtet sind in knapp 90 % aller Netzgebiete mindestens 51 bis über 100 Lieferanten tätig. In rund 6 % aller Netzgebiete sind weniger als 20 Lieferanten, in ca. 5 % der Netzgebiete 21 bis 50 involvierte Anbieter (Daten von 2018). Die Zahl der anbietenden Lieferanten liegt hierbei höher; diese schließen jedoch erst bei einem Kundenvertrag auch einen Rahmenvertrag mit dem Netzbetreiber ab.⁴³

Es kann somit legitimer Weise angenommen werden, dass Preisspielräume auf die Verbraucher weitergewälzt werden, so dass diese zum deutlich überwiegenden Anteil von Margen durch Flexibilitätsangebote ihrerseits profitieren können. Erst auf dieser Grundlage kann im Folgenden berechnet werden, welche Arten von Haushalten bei welchen Flexibilisierungsoptionen belastet oder entlastet werden.

E.2. Szenarioanalyse

Um die Effekte der Flexibilisierung einzelner oder mehrerer staatlich veranlasster Strompreiskomponenten auf die Kostenbelastung der Endverbraucher zu separieren, wird in den folgenden exemplarischen quantitativen Analysen zunächst eine unveränderte Netzentgelt-systematik angenommen. Auf diese Weise lassen sich einzelne Effekte ihrer Wirkung nach

⁴³ Vgl. BDEW (2020), S. 44.

beurteilen. Da in Kapitel D verschiedene Optionen für mehrere flexible staatliche Komponenten benannt wurden, werden auch Kombinationen aus den Optionen betrachtet.

In die Berechnungen fließen die prognostizierten Entwicklungen des Stromverbrauchs der privaten Haushalte sowie der anderen Sektoren ein (z.B. im Rahmen der Schätzung eines aufkommensneutralen Stromsteuersatzes bei insgesamt steigender Nachfrage). Weitere Faktoren bilden die prognostizierten Handelspreise und Netzentgelte. Für alle weiteren Strompreiskomponenten wird angenommen, dass keine strukturelle Veränderung stattfindet. Die möglichen Flexibilisierungsoptionen einzelner Parameter wurden zu vier exemplarisch ausgewählten Szenarien kombiniert (siehe Tabelle E-1).

Tabelle E-1: Betrachtete Flexibilisierungsstrategien der staatlich veranlassten Strompreiskomponenten

	EEG-Umlage	Stromsteuer	Konzessionsabgabe
Szenario 1	wertbasiert	wertbasiert	(integriert in Netzentgelte)
Szenario 2	wertbasiert mit Preiskorridor	wertbasiert mit Preiskorridor	(integriert in Netzentgelte)
Szenario 3	mengenbasiert (Status Quo)	wertbasiert	(integriert in Netzentgelte)
Szenario 4	Absenkung auf null	mengenbasiert	integriert in Netzentgelte

Quelle: Eigene Darstellung.

Die Analyse der Szenarien 1 bis 3 eignet sich insbesondere für einen relativen Vergleich der Be- und Entlastungswirkungen der Haushaltstypen und Einkommensgruppen untereinander. Es sei angemerkt, dass die Szenarienanalyse explizit keine Prognose der Strompreise und ihrer Volatilität in den Betrachtungsjahren darstellt. Aufgrund der großen Ungewissheit der Entwicklungen im Bereich E-Mobilität sowie Wärmepumpen in Bezug auf die Nutzergruppen und die Nutzungsintensität über Haushaltstypen, müssen in den Szenarien eine Reihe von Annahmen getroffen werden. Diese werden im weiteren Verlauf transparent dargelegt.

Zur Beurteilung der Verteilungsergebnisse dient im Folgenden ein Szenario als Referenz, das die Regelungen der staatlichen Strompreiskomponenten im Status Quo beibehält. Be-

züglich des Verlaufs von Beschaffungspreisen sowie Entwicklung der EEG-Umlage folgt es der Basis-Prognose von Agora Energiewende⁴⁴, welches unterstellt, dass keine wesentlichen Änderungen am EEG-Mechanismus vorgenommen werden, und der Ausbau erneuerbarer Energien so erfolgt, dass die im EEG verankerten Ausbauziele erreicht werden. Die Verbrauchsmengen werden zur besseren Vergleichbarkeit und konstant gehalten. Auf diese Weise können die Effekte der reinen Flexibilisierung „ceteris paribus“ beurteilt und verglichen werden. Alle Werte werden jeweils für einen durchschnittlichen Monat ausgewiesen.

Für die ersten drei Szenarien wurden, per Zufallszahlen einer spezifizierten Verteilung, tägliche Preisschwankungen innerhalb eines Monats simuliert. Diese schwanken um den prognostizierten Durchschnittspreis des jeweiligen Jahres nach Prognose durch Agora. Konsistent zu der Annahme, dass ein steigender Anteil von erneuerbaren Energien mit einer steigenden Volatilität der Handelspreise einhergeht, steigen auch in den Simulationen die Varianzen im Zeitverlauf: Die Preisschwankungen innerhalb eines Monats werden zunehmend ausgeprägt. Zudem liegen der Szenarioanalyse die folgenden weiteren Annahmen zugrunde:

- Die Anteile der Haushaltsnettoäquivalenzeinkommen am Stromverbrauch entsprechen der Auswertung der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS). Dies bedeutet potentiell ein Unterschätzen der Belastung durch Energiekosten, da die Einkommensgruppen an den Rändern der Einkommensverteilung in der EVS unterrepräsentiert sind (insb. sehr hohe Einkommen).⁴⁵
- Die Netzentgelte werden, zur besseren Vergleichbarkeit, zwischen den Szenarien konstant gehalten. Da zu erwarten ist, dass in extremen Situationen sehr hoher Börsenstrompreise oder von Preisen nahe null die Netzauslastung sehr niedrig bzw. sehr hoch sein wird, steuern in diesen Fällen netzauslastungsorientierte Entgelte in die Gegenrichtung. Hierdurch wird im akkumulierten Strompreis der Ausschlag der Börsenpreisvariation an Extrempunkten gemildert – wie stark, hängt vom Gewicht der Komponenten Börsenpreis, Netzentgelt sowie staatliche Komponenten im summierten Strompreis ab.
- Die Preiskomponente für Beschaffung und Vertrieb orientiert sich an den simulierten Börsenpreisen (day-ahead Preise). Insofern wird tendenziell ein RTP Schema unterstellt (vgl. Abschnitt C.3.2), jedoch mit einem 24-Stunden-Rhythmus. Diese Annahme steht prinzipiell im Einklang mit aktuellen Debatten um eine prinzipielle

⁴⁴ Die Beschaffungspreise und die Entwicklung der EEG-Umlage folgen dem Szenario „Basis“ der EEG-Rechners von Agora Energiewende.

⁴⁵ Nach dem Sozio-oekonomischen Panel (SOEP) sind die Ausgabenanteile für Strom in jedem Einkommensdezil höher. Die Berechnungen basieren auf der EVS, da aus dieser Quelle mehr Informationen vorliegen.

Preisflexibilisierung. Sie verschafft den Anbietern von Strom die Möglichkeit, das Preisschwankungsrisiko oder – je nach konkreter Ausgestaltung – einen Teil dieses Risikos an die Stromverbraucher weiterzugeben.⁴⁶

- Die Szenarien⁴⁷ sind aufkommensneutral konzipiert. Die Flexibilisierung einer Komponente führt nicht zu einem geringen prognostizierten Aufkommen dieser Komponente (z.B. einem geringen Stromsteueraufkommen oder geringeren Einnahmen aus der EEG-Umlage als prognostiziert).

E.2.1. Szenario 1: Wertbasierte EEG-Umlage und Stromsteuer

Dieses Szenario stellt die Effekte einer wertbasierten EEG-Umlage und Stromsteuer anhand des Großhandelspreises dar. Dazu werden täglich schwankende Börsenpreise (day-ahead Handel) für die Jahre 2025, 2030 sowie 2035 simuliert. Die EEG-Umlage und Stromsteuer orientieren sich wertbasiert an den Börsenpreisen, d.h. sie senden dasselbe Marktsignal der Knappheit von Strom. Entsprechend erhöht sich jedoch die Fluktuation des Endstrompreises.

Zunächst wird der Effekt auf die Haushaltstypen unter der Annahme berechnet, dass diese gänzlich unflexibel sind. Hierfür wird eine Gleichverteilung des monatlichen Stromverbrauchs der Haushaltstypen über alle Tage des Monats angenommen. Des Weiteren werden die Effekte auf teilflexibel reagierende Haushalte dargestellt. Hierfür wird unterstellt, dass diese die Hälfte ihres monatlichen Stromverbrauchs gleichverteilt über alle Tage nutzen und die andere Hälfte auf die zehn günstigsten Tage verlagern können. Durch diese erwünschte Ausweichreaktion muss zur Wahrung der Aufkommensneutralität der Satz für die EEG-Umlage sowie die Stromsteuer entsprechend erhöht werden. Dies wiederum beeinflusst die Kosten der unflexiblen Haushalte. Im Ergebnis zeigen sich folgende Verteilungseffekte:

⁴⁶ Diese relative Betrachtung umfasst nicht den Preisanstieg durch den nEHS für die entsprechenden Anteile der Stromproduktion.

⁴⁷ Szenario 4 bildet hier für die EEG-Umlage eine Ausnahme. Diese wird im weiteren Verlauf im Detail erklärt und begründet.

Tabelle E-2: Effekte einer wertbasierte EEG-Umlage und Stromsteuer

	UNFLEXIBEL			TEILFLEXIBEL		
	Anteil am Einkommen	Differenz im Vergleich zum Referenzszenario		Anteil am Einkommen	Differenz im Vergleich zum Referenzszenario	
		Mtl. Kosten in Euro	Anteil am mtl. Einkommen		Mtl. Kosten in Euro	Anteil am mtl. Einkommen
Paar ohne Kinder, hohes Einkommen						
2025	2,17%	+4,71	+0,08%	2,03%	-3,79	-0,06%
2030	2,07%	+3,87	+0,07%	1,93%	-4,71	-0,08%
2035	1,93%	+3,10	+0,05%	1,77%	-5,83	-0,10%
Paar mit Kindern, mittleres Einkommen						
2025	2,07%	+3,17	+0,08%	1,93%	-2,55	-0,06%
2030	1,97%	+2,60	+0,06%	1,83%	-3,17	-0,08%
2035	1,83%	+2,08	+0,05%	1,69%	-3,92	-0,09%
Rentner/Pensionäre, niedriges Einkommen						
2025	3,83%	+1,87	+0,14%	3,58%	-1,50	-0,11%
2030	3,65%	+1,53	+0,12%	3,39%	-1,87	-0,14%
2035	3,39%	+1,23	+0,09%	3,13%	-2,31	-0,17%
Alleinerziehende						
2025	3,83%	+2,51	+0,11%	2,90%	-2,02	-0,09%
2030	3,65%	+2,06	+0,09%	2,75%	-2,51	-0,11%
2035	3,39%	+1,65	+0,08%	2,54%	-3,11	-0,14%
Durchschnitts-Haushalt						
2025	2,28%	+2,66	+0,08%	2,13%	-2,15	-0,07%
2030	2,17%	+2,19	+0,07%	2,02%	-2,66	-0,08%
2035	2,02%	+1,76	+0,06%	1,86%	-3,30	-0,10%

Quelle: Eigene Berechnung auf folgender Datenbasis: Agora Preisprognose EEG-Rechner, Basisszenario bis 2035; Anteile der Stromkosten am Haushaltseinkommen sowie Haushaltseinkommen und hieraus approximierter Strommengenverbrauch EVS 2013.

Es ist auf den ersten Blick zu erkennen, dass alle unflexiblen Haushalte höhere Ausgaben als im Referenzszenario aufweisen. Für den Durchschnittshaushalt liegen diese bei 2,66 Euro pro Monat in 2025, höhere Einkommensgruppen haben höhere absolute Zusatzausgaben. Gemessen am eigenen Einkommen haben jedoch die unflexiblen Rentner sowie Alleinerziehende die deutlichsten Zusatzbelastungen zu verzeichnen. Die stärksten Einkommenseinbußen tragen die Rentner in 2025 mit 0,14 % weniger verfügbarem Einkommen.

Die teilflexiblen Haushalte hingegen gewinnen. Spiegelbildlich verzeichnen die Rentner und Alleinerziehenden, gemessen am eigenen Einkommen, die größten Einsparungen, wenn sie ihre Teilflexibilität einbringen. Absolut haben die höheren Einkommensdezile die größten Einsparungen.

Es soll an dieser Stelle betont werden, dass auch im Fall der unflexiblen Haushalte die Ausgaben für Strom im Zeitverlauf geringer sind als aktuell. Die dargestellten Belastungen ergeben sich aus dem Vergleich der Kosten in den jeweiligen kommenden Jahren. Im Vergleich zu aktuellen Stromkosten stellt dieses Szenario keine Mehrbelastung der unflexiblen Haushalte dar. Dies gilt jedoch lediglich durchschnittlich: Durch die Annahme der Gleichverteilung des Stromverbrauchs ist in dieser Analyse nicht erkenntlich, dass einzelne Haushalte – also nicht aggregierte durchschnittliche Haushaltstypen – die sowohl unflexibel als auch schlecht informiert sind, höheren Mehrbelastungen gegenüberstehen könnten, wenn sie unbeabsichtigt gerade an den hochpreisigen Tagen überdurchschnittlich viel Strom konsumieren.

E.2.2. Szenario 2: Wertbasierte EEG-Umlage und Stromsteuer mit Preiskorridoren

Die teils deutlichen und im Zeitverlauf zunehmenden Schwankungen des Börsenpreises, die im ersten Szenario vollends auf die betrachteten staatlichen Komponenten weitergereicht werden, mildert das Szenario 2 ab, indem fixierte Korridore gebildet werden. Hier werden Minima und Maxima für die Schwankungen der EEG-Umlage sowie der Stromsteuer definiert. Je enger der definierte Korridor und die damit einhergehende Schwankungsbreite, umso stabiler der Strompreis – d.h. mehr Vorhersehbarkeit für die Stromverbraucher. Dies geht jedoch mit einem geringeren Anreiz auf die Preissignale des Börsenpreises zu reagieren einher. Dieser Effekt ist nach Fristigkeit zu differenzieren: Während in naher Zukunft eine größere preisliche Signalwirkung wünschenswert ist, sind bei weiter steigendem Anteil erneuerbarer Energien im Strommix bereits 2035 sehr deutliche Schwankungen des Börsenpreises zu erwarten – hier schafft ein engerer Korridor für die Verbraucher anteilig Preissicherheit in einem sehr preisdynamischen Markt. In einem solchen Rahmen kann die Planbarkeit unter Umständen größeren Nutzen stiften als die marktliche Effizienz. Dem wird im Folgenden durch eine weitere Simulation Rechnung getragen.

In diesem Szenario wurde – analog zu Szenario 1 – eine simultane Variation der EEG-Umlage sowie der Stromsteuer anhand der simulierten Börsenpreise unterstellt. Diese wurde jedoch um einen mengenbasierten Ausgangswert gebildet und in ihrem Ausschlag begrenzt. Um die Variationen weder zu stark zu begrenzen noch eine zu geringe Wirksamkeit der Korridorgrenzen zu erhalten, wurden diese mit +/- 20 % des Ausgangswertes gebildet.

Bezüglich des Stromverbrauchs der einzelnen Haushaltstypen werden in diesem Szenario zwei verschiedene Annahmen getroffen und entsprechend simuliert. In Tabelle E-3 bleibt der Stromverbrauch der einzelnen Haushaltstypen im Zeitverlauf, wie in den anderen Szenarien auch, konstant. Das Konstanthalten der Verbrauchswerte erlaubt es, den reinen Preiseffekt ohne simultane Effekte durch andere variierende Parameter zu erkennen. Jedoch soll auch aufgezeigt werden, wie sich ein deutlicher Anstieg des Stromverbrauchs auf

die Stromkostenbelastung der Haushaltstypen auswirkt (vgl. Kapitel C.2.2). Zu diesem Zweck wurde berechnet, wie sich im Vergleich zu den in Tabelle E-3 dargestellten Ergebnissen die Verteilungswirkungen ändern, wenn eine abweichende Stromverbrauchsprognose zu Grunde gelegt wird. Somit kann dieser Vergleich ceteris paribus offenlegen, welchen Einfluss ein deutlich steigender Stromverbrauch auf die Verteilungseffekte hat.

Tabelle E-4 legt die Prognose des Stromverbrauchs des EWI Köln zugrunde. Hierbei wird angenommen, dass der Zuwachs der neuen Verbrauchseinrichtungen in den Jahren bis 2035 vornehmlich durch höhere Einkommensdezile erreicht wird. Konkret wird unterstellt, dass der Nachfragezuwachs zu 75 % durch die Haushaltstypen hohen und mittleren Einkommens getrieben wird und zu 25 % von den Haushaltstypen unterer Einkommensdezile, den Rentnern/Pensionären und Alleinerziehenden.

Tabelle E-3: Effekte einer wertbasierten EEG-Umlage und Stromsteuer mit Preiskorridoren bei annähernd konstantem Stromverbrauch

	UNFLEXIBEL			TEILFLEXIBEL		
	Anteil am Einkommen	Differenz im Vergleich zum Referenzszenario		Anteil am Einkommen	Differenz im Vergleich zum Referenzszenario	
		Mtl. Kosten in Euro	Anteil am mtl. Einkommen		Mtl. Kosten in Euro	Anteil am mtl. Einkommen
Paar ohne Kinder, hohes Einkommen						
2025	2,16%	+3,93	+0,07%	2,04%	-3,21	-0,05%
2030	2,05%	+2,75	+0,05%	1,93%	-4,35	-0,07%
2035	1,92%	+2,61	+0,04%	1,80%	-4,54	-0,08%
Paar mit Kindern, mittleres Einkommen						
2025	2,06%	+2,64	+0,06%	1,94%	-2,16	-0,05%
2030	1,95%	+1,85	+0,04%	1,84%	-2,92	-0,07%
2035	1,83%	+1,75	+0,04%	1,71%	-3,05	-0,07%
Rentner/Pensionäre, niedriges Einkommen						
2025	3,81%	+1,56	+0,12%	3,59%	-1,27	-0,10%
2030	3,62%	+1,09	+0,08%	3,40%	-1,72	-0,13%
2035	3,38%	+1,03	+0,08%	3,17%	-1,80	-0,14%
Alleinerziehende						
2025	3,09%	+2,10	+0,10%	2,91%	-1,71	-0,08%
2030	2,93%	+1,47	+0,07%	2,76%	-2,32	-0,11%
2035	2,74%	+1,39	+0,06%	2,57%	-2,42	-0,11%
Durchschnitts-Haushalt						
2025	2,26%	+2,23	+0,07%	2,14%	-1,82	-0,06%
2030	2,15%	+1,56	+0,05%	2,02%	-2,46	-0,08%
2035	2,01%	+1,48	+0,05%	1,88%	-2,57	-0,08%

Quelle: Eigene Berechnung auf folgender Datenbasis: Agora Preisprognose EEG-Rechner, Basisszenario bis 2035; Anteile der Stromkosten am Haushaltseinkommen sowie Haushaltseinkommen und hieraus approximierter Strommengenverbrauch EVS 2013.

Die anteilige Preissicherheit für Verbraucher durch Preiskorridore zeigt sich sowohl in der monatlichen Mehrbelastung der unflexiblen Haushalte, die über alle Haushaltstypen und Einkommensgruppen geringer ausfällt als in Szenario 1, als auch in den monatlichen Einsparungen der teilflexiblen Haushalte, deren Einsparungen ebenfalls geringer ausfallen bei einer Wertbasierung ohne Korridore (Szenario 1).

Tabelle E-4: Effekte einer wertbasierten EEG-Umlage und Stromsteuer mit Preiskorridoren bei steigendem Stromverbrauch

	UNFLEXIBEL			TEILFLEXIBEL		
	Anteil am Einkommen	Differenz im Vergleich zum Referenzszenario		Anteil am Einkommen	Differenz im Vergleich zum Referenzszenario	
		Mtl. Kosten in Euro	Anteil am mtl. Einkommen		Mtl. Kosten in Euro	Anteil am mtl. Einkommen
Paar ohne Kinder, hohes Einkommen						
2025	3,08%	+3,18	+0,05%	2,91%	-6,94	-0,12%
2030	3,70%	-1,24	-0,02%	3,49%	-13,88	-0,24%
2035	3,81%	-3,26	-0,06%	3,57%	-17,36	-0,29%
Paar mit Kindern, mittleres Einkommen						
2025	2,93%	+2,14	+0,05%	2,77%	-4,66	-0,11%
2030	3,53%	-0,83	-0,02%	3,32%	-9,33	-0,22%
2035	3,63%	-2,19	-0,05%	3,40%	-11,67	-0,28%
Rentner/Pensionäre, niedriges Einkommen						
2025	4,31%	+1,00	+0,08%	4,07%	-2,19	-0,16%
2030	4,52%	-0,34	-0,03%	4,26%	-3,81	-0,29%
2035	4,41%	-0,85	-0,06%	4,13%	-4,52	-0,34%
Alleinerziehende						
2025	3,50%	+1,35	+0,06%	3,30%	-2,94	-0,13%
2030	3,66%	-0,46	-0,02%	3,45%	-5,12	-0,23%
2035	3,57%	-1,14	-0,05%	3,35%	-6,08	-0,28%
Durchschnitts-Haushalt						
2025	2,89%	+1,61	+0,05%	2,73%	-3,52	-0,11%
2030	3,28%	-0,59	-0,02%	3,09%	-6,65	-0,21%
2035	3,30%	-1,53	-0,05%	3,10%	-8,14	-0,26%

Quelle: Eigene Berechnung auf folgender Datenbasis: Agora Preisprognose EEG-Rechner, Basisszenario bis 2035; Anteile der Stromkosten am Haushaltseinkommen sowie Haushaltseinkommen und hieraus approximierter Strommengenverbrauch EVS 2013.

Durch den steigenden Stromverbrauch, bei gleichzeitiger Aufkommensneutralität der Steuer, sinken sowohl der nominale Stromsteuersatz als auch die EEG-Umlage merklich, da für das Erreichen des gleichen Aufkommensbetrags die einzelne Einheit geringer belastet wer-

den muss. Dies führt dazu, dass selbst unflexible Haushalte im Zeitverlauf in 2030 und 2035 einen geringeren Anteil ihres Einkommens für Strom ausgeben (Vgl. Tabelle E-5). Auch Geringverbraucher ohne eigene Flexibilität profitieren. Die teilflexiblen Haushalte werden ebenfalls deutlich stärker entlastet, als dies in einem Szenario mit gleichbleibendem Stromverbrauch der Fall ist.

E.2.3. Szenario 3: Wertbasierte Stromsteuer

In diesem Szenario wird angenommen, dass die EEG-Umlage gemäß dem Status Quo weiterfinanziert wird. Somit bleibt in naher Zukunft ein gewichtiger Teil des Strompreises fixiert. Die Stromsteuer hingegen ist flexibel (wertbasiert am Börsenpreis). Durch die im Zeitverlauf abnehmende EEG-Umlage nimmt der Einfluss der Flexibilisierung des Strompreises jedoch langsam und stetig zu.

Der anteilige Stromsteuersatz auf den Wettbewerbsanteil des Strompreises ist hierbei – aufgrund des auch durch die Bepreisung des nEHS steigenden Börsenpreises – rückläufig. Während er im Jahr 2020 noch 43,37 % beträgt, fällt der prozentuale Anteil, 2025 auf 40,02 %, 2030 auf 34,12 %, und 2035 auf 32,53 %. Seine relative Bedeutung für den Endverbraucherpreis nimmt somit signifikant ab.

Die Verteilungsergebnisse, dargestellt in Tabelle E-5, sind vergleichsweise moderat, da die gewichtigere EEG-Umlage in diesem Szenario bestehen bleibt.

Tabelle E-5: Effekte einer wertbasierte Stromsteuer

	UNFLEXIBEL			TEILFLEXIBEL		
	Anteil am Einkommen	Differenz im Vergleich zum Referenzszenario		Anteil am Einkommen	Differenz im Vergleich zum Referenzszenario	
Mtl. Kosten in Euro		Anteil am mtl. Einkommen	Mtl. Kosten in Euro		Anteil am mtl. Einkommen	
Paar ohne Kinder, hohes Einkommen						
2025	2,09%	+0,04	0,00%	2,02%	-4,42	-0,07%
2030	2,03%	+1,29	+0,02%	1,93%	-4,39	-0,07%
2035	1,90%	+1,53	+0,03%	1,78%	-5,61	-0,10%
Paar mit Kindern, mittleres Einkommen						
2025	1,99%	+0,03	0,00%	1,92%	-2,97	-0,07%
2030	1,93%	+0,87	+0,02%	1,84%	-2,95	-0,07%
2035	1,81%	+1,03	+0,02%	1,69%	-3,77	-0,09%
Rentner/Pensionäre, niedriges Einkommen						
2025	3,69%	+0,02	0,00%	3,56%	-1,75	-0,13%
2030	3,57%	+0,51	+0,04%	3,40%	-1,74	-0,13%
2035	3,35%	+0,61	+0,05%	3,13%	-2,22	-0,17%
Alleinerziehende						

2025	2,99%	+0,02	0,00%	2,88%	-2,36	-0,11%
2030	2,90%	+0,69	+0,03%	2,76%	-2,34	-0,11%
2035	2,71%	+0,81	+0,04%	2,54%	-2,99	-0,14%
Durchschnitts-Haushalt						
2025	2,19%	+0,02	0,00%	2,11%	-2,50	-0,08%
2030	2,12%	+0,73	+0,02%	2,02%	-2,49	-0,08%
2035	1,99%	+0,86	+0,03%	1,86%	-3,17	-0,10%

Quelle: Eigene Berechnung auf folgender Datenbasis: Agora Preisprognose EEG-Rechner, Basisszenario bis 2035; Anteile der Stromkosten am Haushaltseinkommen sowie Haushaltseinkommen und hieraus approximierter Strommengenverbrauch EVS 2013.

Die Effekte einer wertbasierten Stromsteuer auf unflexible Haushalte fallen, im Vergleich zu Szenario 1 (wertbasierte EEG-Umlage und Stromsteuer), moderat aus. Dies gilt insbesondere für das Jahr 2025, in dem die monatlichen Kosten kaum merklich ansteigen. Auch im weiteren Zeitverlauf bleiben die Mehrbelastungen jedoch weiterhin unter denen des Szenario 1. Nachdem die Einsparungen der teilflexiblen Haushalte in 2025 etwas geringer ausfallen als in Szenario 1, dreht sich dies in den Jahren 2030 und 2035, in denen die teilflexiblen Haushalte aller Haushaltstypen jeweils geringfügig höhere Entlastungen erfahren.

E.2.4. Szenario 4: Mengenbasierte Stromsteuer, EEG Umlage auf null

Dieses Szenario soll abschließend, durch einen bewussten Kontrast zu den anderen Szenarien, eine bessere Einordnung der bisherigen (Verteilungs-)Effekte erlauben. Dies geschieht durch eine simulierte Absenkung der EEG-Umlage auf null, bei gleichzeitiger Beibehaltung einer mengenbasierten Stromsteuer, annähernd aufkommensneutral zum heutigen Steuerertrag. Hintergrund ist eine vielfach thematisierte Umstellung der Finanzierung der EEG-Umlage, in Zuge dessen regelmäßig auch eine Senkung der Umlage auf null debattiert wird.⁴⁸

Im Gegensatz zu den anderen Szenarien ist dieses Szenario nicht gesamtaufkommensneutral konzipiert. In Bezug auf die Senkung der EEG-Umlage auf null wird unterstellt, dass die notwendigen Ausgaben zur Unterstützung des EE-Ausbaus aus Einnahmen des nEHS sowie aus dem allgemeinen öffentlichen Haushalt finanziert werden.

⁴⁸ Vgl. z. B.: Dena/FiFo/Stiftung Umweltrecht (2020).

Tabelle E-6 stellt die Verteilungswirkungen dieses Szenarios auf den Stromkostenanteil am Nettoeinkommen der verschiedenen Haushaltstypen im Vergleich zum Referenzszenario des jeweiligen Jahres dar. Hier wird nicht zwischen dem Grad der Flexibilisierung unterschieden, da eine explizite Flexibilisierung der staatlichen Strompreiskomponenten entfallen kann. Durch ihr deutlich geringeres Gewicht als im Status Quo wird durch die Maßnahme dieses Szenarios der Strompreis indirekt flexibilisiert, indem das größte Hemmnis der Wirkung der Marktpreise und flexibler Netzentgelte im Strompreisgefüge, die EEG-Umlage, vermieden wird. Die beiden Szenarien markieren Extremschätzungen, alle weiteren Stromverbrauchsprognosen sind zwischen diesen beiden situiert.

Tabelle E-6: Prozentuale Einsparung als Anteil des Nettoeinkommens

	2025	2030	2035
Stark steigender Stromverbrauch (Prognose dena-Leitstudie)			
Paar ohne Kinder, hohes Einkommen	0,58%	0,44%	0,28%
Paar mit Kindern, mittleres Einkommen	0,55%	0,42%	0,26%
Rentner/Pensionäre, niedriges Einkommen	1,03%	0,77%	0,49%
Alleinerziehende	0,83%	0,63%	0,39%
Durchschnitts-Haushalt	0,61%	0,46%	0,29%
Annähernd konstanter Stromverbrauch (Prognose Bundesregierung)			
Paar ohne Kinder, hohes Einkommen	0,54%	0,36%	0,19%
Paar mit Kindern, mittleres Einkommen	0,51%	0,35%	0,18%
Rentner/Pensionäre, niedriges Einkommen	0,95%	0,64%	0,34%
Alleinerziehende	0,77%	0,52%	0,27%
Durchschnitts-Haushalt	0,56%	0,38%	0,20%

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung.

Durch den günstigeren Strompreis, maßgeblich durch den Wegfall der EEG-Umlage getrieben, profitieren alle Haushaltstypen. Insgesamt steigt der Börsenstrompreis inkl. nEHS zwar im Laufe der Zeit, der Stromsteuersatz sinkt jedoch auf Grund des höheren Verbrauchs (siehe Tabelle E-7). Die relativen Einsparungen nehmen im Zeitverlauf wieder ab, da die EEG-Umlage auch im Referenzszenario sinkt, während der Börsenstrompreis inkl. nEHS steigt. Die Effekte sind bei der Prognose der dena-Leitstudie, mit sehr hohen Verbrauchszuwächsen, ausgeprägter als bei der Prognose der Bundesregierung.

Tabelle E-7: Entwicklung des Stromsteuersatzes in Ct/kWh

	2021	2022	2025	2030	2035
Stark steigender Stromverbrauch (Prognose dena-Leitstudie, EL80 Szenario)	2,05	1,91	1,51	1,12	0,99
Annähernd konstanter Stromverbrauch (Prognose Bundesregierung)	2,05	2,05	2,04	1,98	1,95

Quelle: Eigene Darstellung.

Um Netzengpässen durch Preissignale wirksam begegnen zu können, muss der Anteil des Netzentgeltes am Strompreis ausreichend Gewicht haben. Auf Basis der Debatte einer sachgerechten Verortung der Konzessionsabgabe im Rahmen der Netzentgelte plädieren die Gutachter deshalb dafür, die Konzessionsabgabe mittels der Netzentgelte zu finanzieren. Tabelle E-8 veranschaulicht die sich daraus ergebenden Effekte – wiederum für den geringst und höchst prognostizierten Stromverbrauch in 2035:

Tabelle E-8: Verortung der Konzessionsabgabe als Teil der staatlichen Komponenten, bzw. der Netzentgelte in 2035

		Konzessionsabgabe als Teil der staatl. Komponenten	Konzessionsabgabe in Netzentgelte inkludiert
Steigender Stromverbrauch (Prognose dena-Leitstudie)	Marktlicher Anteil	34,03%	34,03%
	Netzentgelte	33,62%	41,06%
	Staatl. Komponenten	32,35%	24,92%
Annähernd konstanter Stromverbrauch (Prognose Bundesregierung)	Marktlicher Anteil	32,38%	32,38%
	Netzentgelte	32,00%	39,07%
	Staatl. Komponenten	35,62%	29,40%

Quelle: Eigene Darstellung.

Die Anteile der Strompreisbestandteile unterscheiden sich wiederum anhand der unterschiedlichen Stromverbrauchsprognosen. Unabhängig dessen werden die Netzentgelte zum dominanten Bestandteil, sobald die Konzessionsabgabe dort verortet wird. Dies kann im Zuge einer Flexibilisierung der Netzentgelte zu einer besseren Wirkung der Preissignale beitragen und somit ein wichtiger Faktor zur Vermeidung von Netzengpässen, zur effizienten Netznutzung und zur Vermeidung unwirtschaftlichen Netzausbaus sein.

Eine Absenkung der EEG-Umlage wäre aus mehreren Perspektiven positiv zu beurteilen. Eine solche Maßnahme

- ist besonders verbraucherfreundlich, da sie den Strompreis deutlich senkt und somit regressive Verteilungseffekte mindert,

- verbessert die Transparenz der Strompreise und des Strommarktes,
- baut bürokratischen Aufwand ab,
- mindert Preisunterschiede für Strom zwischen den Sektoren Haushalte, Gewerbe und Industrie sowie stromintensiver Industrie,
- mindert Verzerrungen an den Sektorgrenzen zu anderen Energieträgern und baut somit Hemmnisse der Sektorkopplung ab und
- schafft Gleichwertigkeit mit anderen wirtschaftsstrukturellen Subventionen aus dem allgemeinen Staatshaushalt.

Die flexibilisierten Marktcomponenten für Beschaffung und Netzentgelte könnten sodann ohne Hemmnisse ihre volle Wirkung entfalten. Eine explizite Flexibilisierung der verbleibenden staatlichen Komponenten ist in diesem Fall nicht notwendig – ihr Anteil am Preisgefüge wird gering. Zudem sollte perspektivisch die Stromsteuer durch eine konsistente Energiebesteuerung ersetzt werden.

E.2.5. Entwicklung der Szenarien im Vergleich untereinander sowie zum Status Quo

Tabelle E-9 stellt die Vor- und Nachteile der einzelnen Szenarien vergleichend dar:

Tabelle E-9: Vergleichende Darstellung der Szenarien

Szenario	Parameter	Vorteile	Nachteile
1	<p>EEG-Umlage: wertbasiert</p> <p>Stromsteuer: wertbasiert</p> <p>Nachfrage: konstant</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Marktsignal wird verstärkt • Teilflexible HH haben großes Einsparpotential • Anreizwirkung zu Einsparung bzw. systemdienlichem Verhalten 	<ul style="list-style-type: none"> • Potentielle Übersteuerung des Marktsignals • Unflexible Haushalte haben relativ höhere Belastung in Vgl. zum Referenzszenario (jedoch nicht im Vgl. zu heute) • Potentiell hohe Belastung einzelner unflexibler HH möglich

2 (1)	EEG-Umlage: Korridor (wertbasiert)	<ul style="list-style-type: none"> • Extreme Preisschocks gemindert • Teilflexible HH sparen 	<ul style="list-style-type: none"> • Anreize zu Flexibilisierung und Systemdienlichkeit moderater (als ohne Korridor)
	Stromsteuer: Korridor (wertbasiert)	<ul style="list-style-type: none"> • Anreizwirkung zu Einsparung bzw. systemdienlichem Verhalten moderat 	<ul style="list-style-type: none"> • Unflexible Haushalte haben relativ höhere Belastung in Vgl. zum Referenzszenario (jedoch nicht im Vgl. zu heute)
	Nachfrage: konstant		
2 (2)	EEG-Umlage: Korridor (wertbasiert)	<ul style="list-style-type: none"> • Extreme Preisschocks gemindert • Teilflexible HH sparen • Deutliche Anreize zu Flexibilität/ Systemdienlichkeit 	<ul style="list-style-type: none"> • Korridor mindert Preissignale des Marktes ab • Unflexible Haushalte haben relativ höhere Belastung in Vgl. zum Referenzszenario (jedoch nicht im Vgl. zu heute)
	Stromsteuer: Korridor (wertbasiert)		
	Nachfrage: steigend	<ul style="list-style-type: none"> • Unflexible HH sparen ab 2030 ebenfalls 	
3	EEG-Umlage: Status Quo	<ul style="list-style-type: none"> • Nur marginale Mehrbelastung der unflexiblen Verbraucher in der kurzen Frist • Ggf. leichter umsetzbar, da nur eine Komponente umgestellt wird 	<ul style="list-style-type: none"> • Mit der EEG Umlage bleibt großer Teil des Strompreises fixiert • Geringes Einsparungspotential für flexible Verbraucher • Unflexible Haushalte haben relativ höhere Belastung in Vgl. zum Referenzszenario (jedoch nicht im Vgl. zu heute)
	Stromsteuer: wertbasiert		
	Nachfrage: konstant		

4	<p>EEG-Umlage: auf Null</p> <p>Stromsteuer: mengenbasiert (aufkommens- neutral)</p> <p>Nachfrage: konstant vs. steigend</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Gewicht der staatlichen Strompreiskomponenten verringert sich deutlich • Wirkung flexibler Preisbestandteile (Beschaffung/ Vertrieb) sowie Netzentgelte wird gestärkt • Integration der Konzessionsabgabe in die Netzentgelte verstärkt diesen Effekt 	<ul style="list-style-type: none"> • Finanzierung der EE-Anlagen ist anderweitig zu finanzieren
----------	--	---	--

Eigene Darstellung.

Die verschiedenen Szenarien weisen über alle Haushaltstypen hinweg eine klar erkennliche Tendenz auf: Im Vergleich zum Referenzszenario sparen – wenn auch nicht in gleichem Maße – die teilflexiblen Haushalte Stromkosten ein, während die unflexiblen Haushalte bei gleichbleibendem Verbrauch einen geringfügig größeren Teil ihres Einkommens für Strom aufwenden müssen. Während höhere Einkommensklassen dabei absolut mehr Geld einsparen, werden die geringeren Einkommensklassen relativ jedoch in ähnlicher Weise entlastet. Dies mindert die regressive Wirkung staatlicher Strompreiskomponenten somit etwas ab.

Haushalte, die ihre Flexibilität einbringen werden dafür entsprechend honoriert; das ist ganz im Sinne des hier gemachten Vorschlags. Die hohe Korrelation von Einkommen, Stromverbrauch und der Möglichkeit Flexibilität einzubringen, erweckt den Anschein, dass vor allem einkommensstärkere Haushalte profitieren. Dynamisch betrachtet kommt dies jedoch auch einkommensschwächeren Haushalten zu Gute, da das system- oder netzdienliche Verhalten der einkommensstärkeren Haushalte die jeweiligen Kosten des Stromentstehungs- und -verteilungssystems insgesamt mindert.

Im Vergleich zu einer Fortführung des Status-Quo Systems bei bestehender Preisprognose für das jeweils auch in den Szenarien betrachtete Jahr, scheint eine moderate Mehrbelastung der unflexiblen Haushalte zu resultieren. Eine Anforderung an die Konzeption flexibler Strompreiskomponenten ist, dass private Haushalte im Allgemeinen sowie besonders einkommensschwächere Haushalte keine Mehrbelastung erfahren dürfen. Dies ist im Vergleich zur heutigen Belastung durch Stromkosten jedoch auch nicht der Fall. Im Vergleich der Szenarienrechnungen mit der geschätzten durchschnittlichen Stromkostenbelastung der Typhaushalte in 2020 werden mittelfristig alle Haushalte, auch die unflexiblen, entlastet.

Die Verteilungswirkungen einer Flexibilisierung sind umso positiver zu bewerten wenn

- (1) der Stromverbrauch steigt, was Spielraum für Steuersatzsenkungen schafft,
- (2) möglichst viele Haushalte wenigstens einen Teil ihres Stromverbrauchs flexibilisieren können,
- (3) zumindest für eine Einführungsphase ein Korridor festgelegt wird, um extreme Preisausschläge einzelner Tage oder Zeiten besonders für unflexible und wenig informierte Haushalte abzufedern.

Tabelle E-10 zeigt, dass auch die unflexiblen Haushalte im Vergleich zu ihren aktuellen Stromaushgaben perspektivisch profitieren. Dies ist in allen Szenarien für das Jahr 2030 der Fall, in Szenario 1 sowie in Szenario 4 bereits in 2025. In den Szenarien 1 bis 3 wirkt sich das prognostizierte Absinken der EEG-Umlage im Zeitverlauf deutlich zu Gunsten der Verbraucher aus, da das Absinken der EEG-Umlage den, im Rahmen des nEHS, tendenziell steigenden Stromhandelspreis überkompensiert.

Tabelle E-10: Differenzkosten unflexibler Haushalte im Vergleich zum Status Quo

Unflexible Haushalte	Differenz der monatliche Kosten in Euro im Vergleich zum Status Quo		
	2025	2030	2035
Szenario 1: Wertbasierte EEG-Umlage und Stromsteuer			
Paar ohne Kinder, hohes Einkommen	-0,33	-4,26	-11,81
Paar mit Kindern, mittleres Einkommen	-0,22	-2,86	-7,94
Rentner/Pensionäre, niedriges Einkommen	-0,13	-1,69	-4,69
Alleinerziehende	-0,18	-2,27	-6,29
Durchschnitts-Haushalt	-0,19	-2,41	-6,68
Szenario 2: Wertbasierte EEG-Umlage und Stromsteuer mit Preiskorridoren			
Paar ohne Kinder, hohes Einkommen	4,34	-1,68	-10,24
Paar mit Kindern, mittleres Einkommen	2,92	-1,13	-6,88
Rentner/Pensionäre, niedriges Einkommen	1,72	-0,66	-4,06
Alleinerziehende	2,31	-0,89	-5,46
Durchschnitts-Haushalt	2,46	-0,95	-5,79
Szenario 3: Wertbasierte Stromsteuer			
Paar ohne Kinder, hohes Einkommen	3,56	-2,79	-10,73
Paar mit Kindern, mittleres Einkommen	1,61	-2,67	-8,00
Rentner/Pensionäre, niedriges Einkommen	1,41	-1,11	-4,26
Alleinerziehende	1,90	-1,49	-5,72
Durchschnitts-Haushalt	2,02	-1,58	-6,07

Szenario 4: Mengenbasierte Stromsteuer, EEG Umlage auf null

Paar ohne Kinder, hohes Einkommen	-30,34	-26,44	-22,21
Paar mit Kindern, mittleres Einkommen	-20,39	-17,77	-14,92
Rentner/Pensionäre, niedriges Einkommen	-12,03	-10,49	-8,81
Alleinerziehende	-16,16	-14,09	-11,83
Durchschnitts-Haushalt	-17,16	-14,96	-12,56

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

Vor diesem Hintergrund bietet der aktuelle Zeitpunkt eine günstige Gelegenheit, den sich bietenden preislichen Spielraum für eine sozialverträgliche Flexibilisierung staatlicher Strompreiskomponenten zu nutzen (vgl. Abschnitt D.1).

E.2.6. Vereinbarkeit der Flexibilisierung verschiedener Strompreiskomponenten

Wie bereits in Abschnitt B.1 beschrieben, lässt sich der Strompreis zunächst in die drei Komponenten **Preisanteil für Beschaffung und Vertrieb**, **Netzentgelte** sowie **staatliche Strompreiskomponenten** gliedern. Jede dieser Komponente kann potentiell auf eine eigene Weise flexibilisiert werden. Hierbei können sich verschiedene Dynamiken mit Auswirkungen auf den Stromendpreis ergeben.

Die Stromanbieter kaufen Strom an der Börse zum jeweiligen Preis ein. Wie in Abschnitt B.2 beschrieben, ergibt sich zwischen dem Einkauf zum Handelspreis – sei es day-ahead oder intra-day – und dem Verkauf zu einem fixen Preis unter Wettbewerbsbedingungen nicht nur eine bestimmte Kosten-, sondern auch Risikoverteilung zwischen Anbietern und Nachfragern.

Mit zunehmender Möglichkeit der digitalen Steuerung strombasierter Geräte, sowie leichter Informationsbeschaffung über Marktpreise (z.B. über Apps) ist absehbar, dass Anbieter vermehrt flexible Tarife anbieten können. In den dargestellten Szenarien wurde unterstellt, dass der Preis für Beschaffung und Vertrieb Schwankungen auf Tagesbasis unterliegt. Richtung und Ausschlag des day-ahead Preises bilden den Angebotspreis des vertrieblichen Preisanteils. In Kombination mit den hier vorgeschlagenen Flexibilisierungsstrategien der staatlichen Strompreiskomponenten gilt jedoch Folgendes: Wäre der Vertriebspreis ein konstanter statischer Preis, ähnlich dem Status Quo, so wären die Endpreisvariationen und folglich auch die Preis- und Entlastungseffekte für den Verbraucher geringer als hier ausgewiesen. In diesem Fall würde der statische Preis des Beschaffungs- und Vertriebsanteils die Schwankungen tendenziell bremsen. In einem Rahmen, in dem davon ausgegangen wird,

dass Flat-Preise weiterhin breit Bestand haben werden, könnten dann die Schwankungsbreiten der staatlichen Komponenten in den einzelnen Szenarien erhöht werden.⁴⁹

Eine andere Interdependenz ergibt sich zwischen der Flexibilisierung der staatlichen Strompreiskomponenten – wie hier vorgeschlagen am day-ahead Marktpreis – und flexiblen Netzentgelten. Ziel flexibler Netzentgelte ist es, die Auslastung des jeweils lokalen oder regionalen Netzes zu spiegeln. In Zeiten hoher Auslastung müssen die Netzentgelte daher steigen, um einen Anreiz zu geringerem Verbrauch zu setzen. In Zeiten geringer Netzauslastung sinkt die Netzentgeltkomponente, um die Nachfrage nach Strom zu erhöhen. Eine solche Flexibilisierung von Netzentgelten trägt dazu bei, ein gesamtwirtschaftlich effizientes Maß an Netzausbau zu erreichen. Flexible Netzentgelte können den Bedarf des Netzausbaus soweit reduzieren, wie es dem Nutzenmaximum der Nutzer entspricht: Je nach (i) notwendigem Grad der Verhaltensanpassung im jeweiligen Netz, (ii) den Netzentgelten im aktuellen Zeitpunkt sowie (iii) den Zusatzkosten eines Netzausbaus, findet sich im Markt der wohlfahrtsoptimale Grad des Ausbaus. In Abhängigkeit der Präferenzen der Nutzer einer Region kann ein Netzausbau unter dem aktuell prognostizierten Ausbaubedarf liegen.

Da zu erwarten ist, dass in Zeiten günstigen Börsenstroms – in den Szenarien unterstützt durch eine gleichgerichtete Variation der EEG-Umlage und/oder Stromsteuer – die Stromnachfrage steigt, sind die Netze an diesen Tagen stärker ausgelastet. Ab einem gewissen Punkt wirken steigende Netzentgelte dem Effekt des günstigen Börsenstrompreises entgegen, um so eine Überlastung des Netzes zu verhindern. Dieser Effekt wird in unterschiedlichen lokalen Netzen zu unterschiedlichen Zeiten verschieden stark ausgeprägt sein. Umgekehrt sinkt bei teurem Strom an der Börse durch eine niedrigere Nachfrage tendenziell die Auslastung der Netze, so dass die Netzentgelte fallen. Diese bei extrem günstigen oder extrem teuren Börsenstrompreisen gegenläufigen Effekte der Netzentgelte sind kein Hindernis einer effizienten Umsetzung. Im Gegenteil: Hier treffen ein (inter)nationaler sowie ein regionaler Markt aufeinander. In jedem dieser Märkte spiegelt ein Preissignal Ressourcenknappheit: Entweder die des Stroms, oder die des Transportweges. Bei entsprechend flexibler Ausgestaltung beider Preisanteile – hierzu gehört nach Ansicht der Gutachter auch eine Integration der Konzessionsabgabe in die Netzentgelte – ergibt sich beim Verbraucher eine effiziente Stromversorgung zu für den Verbraucher möglichst günstigen Preisen – bzw. einer bestmöglichen lokal aggregierten Kosten-Nutzen-Relation.

Zudem wirken die Preissignale zeitlich versetzt: Vertriebspreise können sowohl konstant als auch viertelstündlich schwankend festgelegt sein, die Variation der staatlichen Strompreiskomponenten variiert im Tagestakt. Hier bietet sich ein RTP-Tarif mit einer entsprechenden Ankündigungsphase an. Die Netzauslastung ist hingegen eine Funktion der Tageszeiten in-

⁴⁹ Da die Entwicklung des Angebotspreises und flexibler Tarife wettbewerblich erfolgt, kann und soll sie hier nicht geschätzt werden

nerhalb eines Tages. Hier scheint ein TOU-Tarif (vgl. Abschnitt C.3.2), gestaffelt weiterhin nach Werktagen und Wochenenden, passend. Daher ist es wichtig zu betonen, dass sich beide Konzepte keineswegs widersprechen, sondern sich gut ergänzen. Bei den hier vorgenommenen Simulationen wurden die Netzentgelte als konstant angenommen und mit dem prognostizierten Bundesdurchschnitt angesetzt. In Regionen mit höheren Netzentgelten haben diese per se einen höheren Anteil am Strompreis, in Regionen geringer Netzentgelte einen entsprechend geringeren. Schwankungen über den Tagesverlauf, die bei extremen Strompreisvariationen den Verbrauchsanreiz des Börsenpreises dämpfen, wurden in den Szenarien, mangels aussagekräftiger Prognosen über alle lokalen Netze hinweg, nicht berücksichtigt. Diese können die Variation des Endpreises jedoch potentiell dämpfen. Ein solcher Befund könnte wiederum Anlass geben, die zugelassene Schwankungsbreite der flexibilisierten staatlichen Strompreiskomponenten zu erhöhen, um eine spürbare Wirkung zu erreichen.

E.3. Akzeptanz der Stromkunden

Selbst ein theoretisch bestmöglich konzipiertes Flexibilisierungsschema läuft ins Leere, wenn die Variationen der Preise von den Stromkunden nicht verstanden oder abgelehnt werden. Um ein tatsächlich flexibles Verhalten zu ermöglichen, müssen die preislichen Veränderungen den Stromnutzern daher bekannt sein sowie prinzipiell als positiv wahrgenommen werden.

Ohne intelligente Mess- und Steuersysteme ist ein Reagieren auf an der Börse viertelstündlich variierende Preise nicht möglich. Während Industrieunternehmen eine bessere Kenntnis ihres Stromverbrauchs haben und diesen in Teilen besser steuern können, ist privaten Haushalten ihr eigenes Stromkonsumverhalten oft weniger bekannt. In den in Abschnitt E.2 dargestellten exemplarischen Berechnungen wurde angenommen, dass der Preis im Tagestakt variiert – der day-ahead Börsenpreis wurde zu Grunde gelegt. Auch in einem solchen Fall erleichtern Mess- und Steuersysteme das Strommanagement – jedoch ist es vielen Stromkunden bereits heute möglich, durch eine App täglich über den aktuellen Preis sowie sein Verhältnis zu einem Durchschnittspreis eines kurz- oder mittelfristigen Zeitfensters informiert zu werden. Hierdurch gibt es bereits gute Anhaltspunkte, ob am heutigen Tag der Strompreis eher niedrig oder eher hoch ist.

Dütschke et. al (2012) führten eine Conjoint-Analyse durch, um die Akzeptanz flexibler Tarife aus Kundensicht zu bewerten. Die Befragten bewerteten in diesem Rahmen

- den Grad der Dynamik eines Tarifs (statisch, dynamisch mit stündlich schwankenden Preisstufen, flexibel mit stufenlos frei schwankenden Preisen),
- die Preisspanne (niedrig oder hoch) sowie
- das Strommanagement (selbstständig manuell oder programmierbar automatisiert).

Im Ergebnis dieser Untersuchung zeigt sich, dass Kunden eine Präferenz für einen statischen Tarif, eine geringe Preisspanne sowie eine automatisierte Steuerung haben. Zudem schätzten die Teilnehmer mehrheitlich, dass flexible Stromtarife dazu beitragen können Energie zu sparen, zu einem bewussteren Umgang mit Energie führen sowie die Möglichkeit bieten, Kosten einzusparen. Zudem ist Stromkunden die Einfachheit des Tarifs wichtig um die Gefahr von Kostenrisiken zu minimieren. Einschränkend wird jedoch auch betont, dass die Befragten keine Informationen zu Sinn und Zweck variabler Tarife erhielten. Aufgrund dessen ist das Ergebnis mit gebotener Vorsicht zu interpretieren. Darüber hinaus ist die Umfrage vor mehreren Jahren durchgeführt worden. Die technischen Möglichkeiten einzelner Haushalte sowie das Management vieler Alltagsentscheidungen z.B. über das Mobiltelefon haben sich in dieser Zeit deutlich weiterentwickelt. Im Rahmen der Einführung flexibler Strompreise ist daher eine breit angelegte Informationsstrategie empfehlenswert, um Akzeptanz zu fördern und potentiellen Ängsten entgegenzuwirken. In diesem Rahmen kann auch die Einführung von Korridoren (wie in Szenario 3 beschrieben) einen wertvollen Beitrag leisten. Auch Dütschke et al. (2012) merken an, dass weitere Forschung angebracht ist, um Präferenzen ohne die Möglichkeit eines statischen Tarifs aufzudecken. Zudem wurde von der Mehrheit der Teilnehmer geschätzt, dass flexible Tarife nicht zu einer besseren Integration erneuerbarer Energien beitragen. Die Autoren betonen deshalb, dass die Akzeptanz flexibler Tarife durch entsprechende Informationen über die bestehenden Interdependenzen gesteigert werden könnte.

Diese These deckt sich auch mit den Analysen entsprechender Managementstrategien in Boogen et al. (2015), die eine gute Wirksamkeit verschiedener Maßnahmen eines informativen sowie anreizenden Nachfragemanagements durch Stromanbieter nachweisen.

Die Wahrnehmung potentieller Kosteneinsparungen stellt einen weiteren Aspekt im Hinblick auf die Akzeptanz dar. Diesbezüglich besteht die Möglichkeit, die Einsparungen die sich aus dem Flexibilitätseinsatz der Stromkunden ergeben, direkt in die Rechnungssumme des Monats zu integrieren, die ex post gezahlt wird, oder beispielsweise ein cash-back-System zu etablieren, in dem Rückerstattungen bei Flexibilitätseinsatz eine überlegene Anreizwirkung entfalten könnten.

F. Fazit

Die Verabschiedung der Strombinnenmarkttrichtlinie (EU) 2019/944 verkörpert die politische Entscheidung zu Gunsten des Aufbaus eines dynamischen Strommarktsystems. Eine solche Flexibilisierung der Nachfrage ist im Rahmen der Energiewende notwendig und sinnvoll, da ein höherer Anteil volatiler erneuerbarer Energien am Strommix die Knappheit von Strom in Abhängigkeit multipler Parameter im Zeitverlauf schwanken lässt.

Die aktuelle Ausgestaltung des Strommarkts hemmt jedoch eine effiziente und verbraucherfreundliche Allokation des Stroms. Ein großes Hemmnis stellen die staatlich fixierten

Strompreiskomponenten aus EEG-Umlage, Stromsteuer, Konzessionsabgabe sowie weiteren Umlagen dar. Deren großer Anteil von über 50% am Strompreis für Haushaltskunden führt zu einem eher unflexiblen Preis, wodurch auch flexibilisierte Preiselemente für Beschaffung und Vertrieb sowie flexible Netzentgelte nicht ihre volle Wirkung entfalten können. Der starre Mengenbezug aller staatlichen Strompreiskomponenten, mit Ausnahme der Umsatzsteuer, verstärkt diesen Effekt.

Während Netzentgelte den aktuellen Knappheitszustand der lokalen oder regionalen Netze spiegeln sollten, ist eine Flexibilisierung der staatlichen Strompreiskomponenten lediglich in Anlehnung an die Großhandelspreise, welche die gesamte Verfügbarkeit von Strom spiegeln, möglich. Gleichwohl ist diese Option auch sinnvoll, da hierdurch eine bessere Integration der volatilen erneuerbaren Energien in den Strommarkt unterstützt wird.

Eine Dynamisierung staatlicher Strompreiskomponenten, vornehmlich der EEG-Umlage und/oder der Stromsteuer an den (day-ahead) Börsenstrompreisen ist somit eine sinnvolle Ergänzung zu dynamisierten Netzentgelten. Auf diese Weise können die entsprechenden Knappheitssignale durch die in ihrer Höhe wichtigsten staatlichen Preiskomponenten unterstützt werden, anstatt durch fixierte Aufschläge auf die Verbrauchsmenge abgeschwächt zu werden.

Im Rahmen einer Szenarioanalyse wurden die Effekte verschiedener Flexibilisierungsoptionen auf die Stromkostenbelastung verschiedener Haushaltstypen analysiert. Insgesamt zeigt sich über alle Szenarien hinweg, dass Haushalte, die einen Teil ihres Stromverbrauchs flexibilisieren, durch eine geringere Stromkostenbelastung honoriert werden. Relativ zum Einkommen ist die Ersparnis zudem für Haushalte geringerer Einkommensklassen größer. Für unflexible Haushalte ergeben sich im Vergleich zu einer Fortschreibung des aktuellen Systems in den kommenden Jahren geringe Mehrkosten. Es zeigt sich jedoch, dass bei spürbar und nachhaltig steigender Stromnachfrage, wie sie durch die Sektorkopplung zu erwarten ist, die Kostenbelastung mittelfristig für alle Haushalte sinkt, da die mengenbasierten Steuersätze, bei gleichbleibendem Steueraufkommen gesenkt werden können, wenn. Im Vergleich zur *heutigen* Stromkostenbelastung der unflexiblen Haushalte sind jedoch mittelfristig bei aggregiert konstanter nachgefragter Menge selbst für unflexible Haushalte keine Mehrbelastungen zu erwarten.

Der aktuelle Zeitpunkt ist für eine entsprechende Reform des Strompreissystems sehr gut geeignet. Der Strompreis in Deutschland ist – durch vergleichsweise hohe staatliche Strompreiskomponenten – im internationalen Vergleich teuer. Der Handel im Rahmen des nEHS wird den Handelspreis tendenziell erhöhen, die graduelle Senkung der EEG-Umlage diesen Effekt jedoch überkompensieren. Der Strompreis sollte daher in den folgenden Jahren stetig sinken. Der so entstehende Preisspielraum im Vergleich zum Status Quo kann genutzt werden, um diejenigen Nutzer, die bereit sind ihre Flexibilität systemdienlich einzubringen, deutlicher an den Preissenkungen teilhaben zu lassen als unflexible

Verbraucher, ohne letztere zusätzlich zu belasten. Die im Rahmen dieses Gutachtens durchgeführten Simulationen zeigen, dass Haushalte, die aktuell am stärksten durch Stromkosten belastet werden, durch eine Flexibilisierung auch am stärksten profitieren können – die regressive Wirkung des Strompreises kann somit gedämpft werden.

Eine wichtige Rolle für die Akzeptanz und somit auch die Wirksamkeit einer solchen Maßnahme wird das Informationsmanagement für private Stromkunden spielen. Dies kann von Informationsbroschüren und Kampagnen über Rechentools bis zu automatischen Steuerungsoptionen reichen. Die hier aufgezeigten Flexibilisierungsoptionen werden eine umso größere Wirksamkeit in gesamtwirtschaftlicher Hinsicht erfahren, je weiter die entsprechenden Märkte mit neuen flexiblen Verbrauchseinrichtungen wie E-Autos und Wärmepumpen durchdrungen werden. Umso sinnvoller ist es, bereits zum aktuellen Zeitpunkt Konzepte zu entwickeln und zu implementieren, die eine entsprechende Integration mit möglichst wenigen Hemmnissen, ohne adverse Anreizeffekte, Stromengpässe und unerwünschte Verteilungseffekte ermöglichen. Im Zuge einer langfristigen zunehmenden Nutzung intelligenter Mess- und Steuersysteme auch der privaten Haushalte werden wiederum immer kurzfristigere und somit effizientere Nachfrageprofile nach Strom realisierbar, was wiederum die gesamtwirtschaftlichen Kosten der Stromversorgung gering hält.

Im Hinblick auf die Aktualisierung der Energiebesteuerungsrichtlinie 2003/96/EG in 2021, die mögliche Flexibilisierungsoption aktuell noch in Teilen einschränkt, ist es für die Flexibilisierung staatlicher Strompreiskomponenten vor allem erforderlich, dass der strikte Mengenbezug der bisherigen Energiebesteuerungsrichtlinie aufgehoben wird. Diese verhindert in ihrer aktuellen Ausgestaltung, neben einem flexibilisierten Strompreis, auch einen effektiven Klimabezug der Energiesteuer und steht somit in doppelter Hinsicht einer innovationsoffenen und klimaschützenden Gestaltung der Strom- und Energiemärkte entgegen.

G. Quellenverzeichnis

Aengenvoort, Schwill (2015): *Und sie bewegt sich doch - Wie eine zunehmend elastische Stromnachfrage unser Weltbild auf den Kopf stellen wird*. Blog-Beitrag. <https://www.nextkraftwerke.de/energie-blog/elastische-stromnachfrage>; zuletzt aufgerufen 17.08.2020.

Agora Energiewende (2017): *Neue Preismodelle für Energie. Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger*. Studie.

Agora Energiewende (2020a): *Berechnungs- und Szenarienmodell zur Ermittlung der EEG-Umlage bis 2035, Version 3.5.4*.

Agora Energiewende (2020b): *Zwischen Rekordhoch und Abschaffung: Die EEG-Umlage 2021 in Zeiten der Corona-Krise*. Kurzanalyse.

Alberini, Anna/ Ganz, Will/ Velez-Lopez, Daniel (2011): *Residential consumption of gas and electricity in the U.S.: The role of prices and income*. Energy Economics, 33(5).

AURORA Energy Research (2019): *Auswirkungen der Schließung von Kohlekraftwerken auf den deutschen Strommarkt*. Analyse im Auftrag des BDI und des DIHK.

Betzüge, Marc Oliver/ Thöne, Michael/ Wildgrube, Theresa (2017): *Alternativen zur Finanzierung des EEG*. Kurzstudie.

Bode, Sven/ Groscurth, Helmut (2006): *Zur Wirkung des EEG auf den „Strompreis“*. HWWA Diskussionspapier 348.

Boogen, Nina/ Datta, Souvik/ Filippini, Massimo (2015): *An Evaluation of the Impact of Energy Efficiency Policies on Residential Electricity Demand in Switzerland*. Projekt im Auftrag des Bundesamts für Energie BFE.

Bundesnetzagentur/ Bundeskartellamt (2020): *Monitoringbericht 2019*. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB.

Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e.V. (2020): *BDEW - Strompreisanalyse Januar 2020. Haushalte und Industrie*.

Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e.V. (2020): *BDEW - Strompreisanalyse Januar 2020. Haushalte und Industrie*.

Bundesamt für Energie BFE (2015): *An Evaluation of the Impact of Energy Efficiency Policies on Residential Electricity Demand in Switzerland*. Schlussbericht.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018): *Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung*.

Bundesregierung (2020a): *Eckpunkte für das Klimaschutzprogramm 2030. Fassung nach Klimakabinett*, unter:

<https://www.bundesregierung.de/resource/blob/997532/1673502/768b67ba939c098c994b71c0b7d6e636/2019-09-20-klimaschutzprogramm-data.pdf?download=1>, zuletzt aufgerufen 19.06.2020.

Bundesregierung (2020b): *Preissenkung beim Strom*, unter:

<https://www.bundesregierung.de/breg-de/suche/eeg-umlage-1754214>, zuletzt aufgerufen am 19.06.2020.

Cousins, Terry (2009): *Using time of use (TOU) tariffs in industrial, commercial and residential applications effectively*. TLC Engineering Solutions PTY(LTD).

Dena (2017): *Optimierter Einsatz von Speichern für Netz-und Marktanwendungen in der Stromversorgung*. Dena-Netzflexstudie.

dena (2018): *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende - Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050 Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen*.

dena, FiFo Köln, Stiftung Umweltrecht (2020): *Vorschlag für die Senkung der EEG-Umlage auf null. Ein Impuls für die Beschleunigung der Energiewende*. Kurzstudie.

DIW (2018): *Verteilungswirkungen der Energiepolitik - Personelle Einkommensverteilung. Endbericht; Forschungsprojekt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie*.

Dütschke, Elisabeth/ Unterländer, Michael/ Wietschel, Martin (2012): *Variable Stromtarife aus Kundensicht – Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjoint-Analyse*, Working Paper Sustainability and Innovation No. S 1/2012 Fraunhofer ISI.

Espey, James A./ Espey, Molly (2004): *Turning on the Lights. A Meta-Analysis of Residential Electricity Demand Elasticities*. Journal of Agricultural and Applied Economics.

Fell, Harrison/ Li, Shanjun/ Paul, Anthony (2010): *A New Look at Residential Electricity Demand Using Household Expenditure Data*. Discussion paper. Washington, D.C.

Gierkink, Max/ Sprenger, Tobias (2020): *Die Auswirkungen des Klimaschutzprogramms 2030 auf den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromnachfrage*. EWI Analyse.

Kolb, Sebastian/ Dillig, Marius/ Plankenbühler, Thomas/ Karl, Jürgen (2019): *„Deutschland ohne erneuerbare Energien?“ Ein Update für die Jahre 2014 bis 2018 – Stromkosten und Versorgungssicherheit ohne die Einspeisung erneuerbarer Energien*. Diskussionspapier.

RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung (2019): *RWI-Stromspiegel*. Essen.

Verbraucherzentrale Bundesverband (2020): *Netzentgeltreform: Netzentgelte verbraucherfreundlich gestalten*. Abschlussbericht.

Verbraucherzentrale Bundesverband (2019): *Auswirkungen der Sektorkopplung im Wärmenbereich auf die Energiekosten von privaten Verbraucherinnen und Verbrauchern*. Abschlussbericht.

Wagner, Johannes/ Arnold, Fabian/ Jeddi, Samir (2020): *Einfluss der Covid-19-Pandemie auf den Großhandelsstrompreis und die EEG-Umlage*. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) gGmbH.