



**Vorschlag von Maßnahmen für eine
kurzfristige Anpassung des
Strommarktdesigns**

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	3
Ausgangssituation	4
1. Cluster	7
2. Finanzierung	8
Maßnahme 1: Finanzierung der Industrieprivilegien über Steuern	9
Maßnahme 2: Stromsteuer senken	10
Maßnahme 3: Finanzierung der EEG-Umlage über höheren CO ₂ -Preis	11
3. Flexibilität	12
Maßnahme 1: Anreize für Lastverschiebung	14
Maßnahme 2: Befreiung von Stromnebenkosten für Speicherstrom	15
Maßnahme 3: Dynamisierung Stromnebenkosten	15
4. Handlungsoptionen	16
5. Literaturverzeichnis	16

Vorwort

Weil wir es können.

Die Energiewende ist eine großartige Erfolgsgeschichte. Die Motivation einzelner Bürgerinnen und Bürger, ihre Energieversorgung selbst und dezentral vor Ort zu organisieren, stand am Beginn einer großartigen Bewegung, deren Fokus schnell den Klimaschutz, Innovation und regionale Wertschöpfung in eine neue Sichtbarkeit rückte. Heute sind der Atom- und Kohleausstieg in Deutschland gesetzlich beschlossen.

Die Erneuerbaren Energien sind über die gesamte Breite der Technologien aus der Nische ins Zentrum der modernen Energiewirtschaft gerückt. Wettbewerbsfähig, zuverlässig und verantwortungsbewusst tragen die Erneuerbaren das System. Im ersten Halbjahr 2020 deckten sie im Schnitt schon zu 50 Prozent den Bruttostrombedarf Deutschlands. Die COVID-19-Krise hat gezeigt, dass der Strommarkt an manchen Tagen sogar mehr als 70 Prozent Erneuerbare abbilden kann und das System dabei stabil und sicher läuft.

Was technisch gut funktioniert, stößt im bestehenden Rechtsrahmen jedoch finanziell an harte Grenzen. Das gegenwärtige Strommarktdesign bildet die Erneuerbare Welt nicht ab. Trotz kostengünstiger Erzeugung geraten die Preismechanismen aus den Fugen, auch weil weiter zu viel konventionelle Restlast blockiert. Um auch diese verbliebene Restlast abzulösen, wollen die Erneuerbaren Energien jetzt noch stärker als bereits heute Systemverantwortung und Dienstleistungen übernehmen.

Die Erneuerbaren tragen das System. Wir übernehmen Verantwortung. Deshalb sind wir es, die nun Vorschläge unterbreiten. Zunächst geht es darum, kurzfristig die Nachfrage nach Erneuerbarem und CO₂-freien Strom zu stärken und den Zubau von Anlagen entsprechend den Klimazielen zu sichern. Immer deutlicher wird aber auch, dass wir einen Rahmen für ein neues Strommarktdesign brauchen. Wir stellen uns der Diskussion, indem wir konkrete Vorschläge formulieren und die Politik ermuntern, diese aufzugreifen und umzusetzen.

Die Akteure der modernen, erneuerbaren Energiewirtschaft stellen sich nun in ihrer ganzen Breite aus EVUs, Herstellern, Stadtwerken, Bürgernergieakteuren und Mittelstand diesen Herausforderungen.

Wir liefern die Antworten, die jetzt notwendig sind.



Dr. Simone Peter
Präsidentin Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.

Ausgangssituation

Die aktuelle Verteilung von Kosten (und Risiken) für den Ausbau der Erneuerbaren Energien stößt zusehends an ihre Grenzen. Kurzfristig zeigen die Folgen der Corona-Krise die bisher ungelösten Regulierungsaufgaben des aktuellen Marktdesigns auf, die trotz sinkender Stromgestehungskosten der Erneuerbaren direkt in eine sehr hohe EEG-Umlage münden. Der Hintergrund dieses Effektes ist die beschleunigte Strompreisreduktion durch die Einspeisung von Erneuerbaren Energien, welche nur bedingt an die Endkunden weitergegeben wird, aber gleichzeitig vollständig zu einer Erhöhung der Differenzkosten (EEG-Vergütung abzgl. Marktwert) führt.

Mit diesem Vorschlagspapier zeigen wir kurzfristige energiepolitische Maßnahmen auf, welche geeignet sind, diesen Effekt zu minimieren. Damit lassen sich die Differenzkosten und somit die EEG-Umlage begrenzen. Gleichzeitig soll in einer nachfolgenden Grundlagenstudie mittelfristig der Weg für eine sinnvolle und Erneuerbare Energien fördernde Weiterentwicklung des Strommarktdesigns aufgezeigt werden.

Zwei Faktoren belasten die EEG-Umlage aktuell besonders stark: Die sinkenden Börsenstrompreise und die geringere Stromnachfrage aufgrund der Corona-Pandemie. Durch die sinkenden Großhandelspreise an der Börse steigt die Differenz zwischen dem Marktwert des erneuerbaren Stroms und der EEG-Vergütung, die über die EEG-Umlage ausgeglichen werden muss. 2010 lag der Börsenpreis noch bei ca. 5,8 ct/kWh. Bis 2019 ist er um 2 Cent auf durchschnittlich 3,8 ct/kWh gesunken. Im ersten Halbjahr 2020 lag er durchschnittlich weit unter 3 ct/kWh. Dadurch brachen Einnahmen für das EEG-Konto in Höhe mehrerer Milliarden Euro weg. Die EEG-Differenzkosten erhöhten sich entsprechend. Allein durch den sinkenden Börsenstrompreis ergab sich im Vergleich zu 2010 eine Steigerung der EEG-Umlage um 2 ct/kWh. Zusätzlich lag bedingt durch die Corona-Krise der tatsächliche Marktwert der Erneuerbaren Energien deutlich unter der Preisprognose, die für 2020 von einem Jahresfuture-Wert von 4,9 ct/kWh ausging. Tatsächlich lag der Marktwert aber in 2020 bisher mehr als 2 Cent darunter, so dass weitere höhere Differenzkosten aufgrund dieser Fehlannahme der Übertragungsnetzbetreiber entstehen.

Dabei wird die Umlage auf einen geringeren (nicht-privilegierten) Stromverbrauch umgelegt. Die Corona-Pandemie verschärft dieses Paradoxon und wirkt hier wie ein Brennglas für die Zukunft: Durch die im Zuge der Wirtschaftskrise gesunkenen Stromverbräuche und damit korrelierende Zunahme des Anteils Erneuerbare Energien im Strommix steigt die EEG-Umlage.

Dieser Zusammenhang ist aber nur schwer zu vermitteln, denn eine Reduzierung des Stromverbrauchs ist unter Gesichtspunkten der Energieeffizienz eigentlich ein Klimaschutzziel.

Weitere wichtige Einflussfaktoren sind die Privilegierung stromintensiver Unternehmen und der Umfang des zum Teil von der EEG-Umlage befreiten Eigenverbrauchs der konventionellen Energien. In den vergangenen Jahren ist die Anzahl der privilegierten Unternehmen stark angestiegen. Wurden im Jahr 2006 noch rund 282 Unternehmen mit einem Stromverbrauch von 70 TWh in Höhe von insgesamt 410 Millionen Euro begünstigt, erhöhte sich die Zahl der Privilegierten bis zum Jahr 2020 auf 2.202 Un-

ternehmen mit 116 TWh Stromverbrauch. Deren Begünstigung stieg um rund 5 Milliarden Euro. Hinzu kommen noch etwa 70 TWh selbst erzeugter Strom, der von Industrie- und Gewerbeunternehmen verbraucht und von der EEG-Umlage befreit wird. So wurde 2006 die EEG-Umlage auf 425 TWh verteilt, während sie 2020 nur noch auf 354 TWh vollständig bezahlt wird. Dieser Rückgang ist vor allem den Industriprivilegierungen und nur zu einem kleineren Anteil dem gesunkenen Stromverbrauch geschuldet.

Der Zubau Erneuerbarer Energien trägt hingegen kaum noch zur Erhöhung der EEG-Umlage bei. Im Jahr 2021 wird die **Finanzierung neu installierter EE-Anlagen** erwartungsgemäß **nur noch 0,1 Cent ausmachen**. Im Gegenzug wird die Einspeisevergütung für Altanlagen, die im Jahr 2000 ans Netz gingen, entfallen. Das wird die EEG-Umlage um 0,2 Cent entlasten. Der Anstieg der EEG-Umlage und ihre **Finanzierung** dürfte – auch wenn er plausibel erklärt werden kann (vgl. BEE-Hintergrundpapier zur EEG-Umlage: <https://bit.ly/32gdqzq>) – eine erste Herausforderung für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien und die aus klimapolitischen Gründen angestrebte Energiewende sein. Durch ihn kann die wichtige gesellschaftliche Akzeptanz notwendiger Transformationsschritte schwinden und sich kontraproduktive, falsche Bewertungen verbreiten.

Eine weitere Herausforderung, auf welche das aktuelle Strommarktdesign noch keine Antwort hat, ist der Anstieg negativer Strompreise. Die Situation negativer Preise wird mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien immer häufiger auftreten. Darauf wurde bereits 2012 hingewiesen (vgl. Kompassstudie des BEE: <https://bit.ly/3iiH1xt>). Um die Folgen negativer Strompreise auf die Erlössituation der wetterabhängigen Erneuerbaren Energien zu begrenzen, müssen Anreize für eine **Flexibilisierung** von Stromangebot und -nachfrage gesetzt werden.

Für den Fortgang der Energiewende besteht eine dritte Herausforderung: Mittel- bis langfristig kann das spotmarktpreiszentrierte Strommarktsystem dem weiteren notwendigen Ausbau der Erneuerbaren Energien bis zur Vollversorgung nicht den notwendigen Rahmen geben. Die dargebotsabhängige Erzeugung von Wind- und Photovoltaikstrom erzielt im derzeitigen Strommarktdesign nicht ausreichend Erlöse, um eine Refinanzierung der zu tätigen Investitionen angemessen am heutigen Strommarkt sicherzustellen.

Angesichts des schwachen Zubaus von Windenergie an Land, der notwendigen Steigerung des Ausbaus der Photovoltaik und der Stagnation beim Ausbau der Bioenergie, wird der Weiterbetrieb von Anlagen, die Ende 2020 aus der EEG-Systematik ausscheiden, äußerst wichtig. Hier gilt es eine Lösung zu finden, die einen ungeordneten Rückbau von Kapazitäten vermeidet und eine **Stabilisierung** der Energiewende als Ganzes erreicht. Mit einer sinkenden Gesamtleistung Erneuerbarer Energien in den kommenden Jahren wären die Klimaschutzziele der Bundesregierung definitiv nicht mehr zu erreichen.

Deswegen zeigt der BEE in diesem Vorschlagspapier Maßnahmen auf, um die genannten drei Herausforderungen stringent anzugehen – die Senkung der EEG-Umlage, die Flexibilisierung des Stromsystems und die Stabilisierung der Markterlöse von EE-Anlagen. Die Maßnahmen können und sollten kurzfristig umgesetzt werden.

Die Vorschläge wurden gemeinsam von den Instituten IZES, enervis, Energy Brainpool und IKEM entwickelt und intensiv mit den Mitgliedsverbänden sowie Mitgliedsunternehmen des BEE diskutiert und ausgewählt. Ihre Umsetzung würde eine zeitnahe Entlastung schaffen und die Möglichkeit geben, eine geordnete Neujustierung des Strommarktdesigns für die erneuerbar getragene Energiewirtschaft gestalten zu können.

1. Cluster

Die in Kapitel 2 dargestellten Maßnahmen werden für eine höhere Übersichtlichkeit entsprechend ihrer hauptsächlichen Aufgabe in die Themenbereiche Finanzierung und Flexibilisierung geclustert. Die zwei Themen sind nicht streng getrennt zu betrachten, sondern greifen ineinander. Letztendlich geht es in allen Bereichen darum, den wirtschaftlichen Betrieb von Erneuerbaren-Energien-Anlagen zu sichern und das System an den weiteren Fortgang der Energiewende anzupassen, um eine Stabilisierung der Finanzierungskosten des EEG als auch des Anlagenbestands und Anlagenzubaues zu gewährleisten. So kann eine Flexibilisierungsmaßnahme zur Verlagerung von Stromspeisung in Zeiten höheren Bedarfs natürlich auch dazu beitragen, die Marktwerte zu steigern, der Anlage in der Summe mehr Einnahmen zu sichern und ihre Erlössituation zu stabilisieren sowie die über das EEG zu finanzierenden Differenzkosten zu senken.

Die anschließende Grafik stellt die Cluster als Schnittmengen dar, um die übergreifenden Wirkungen zu verdeutlichen.

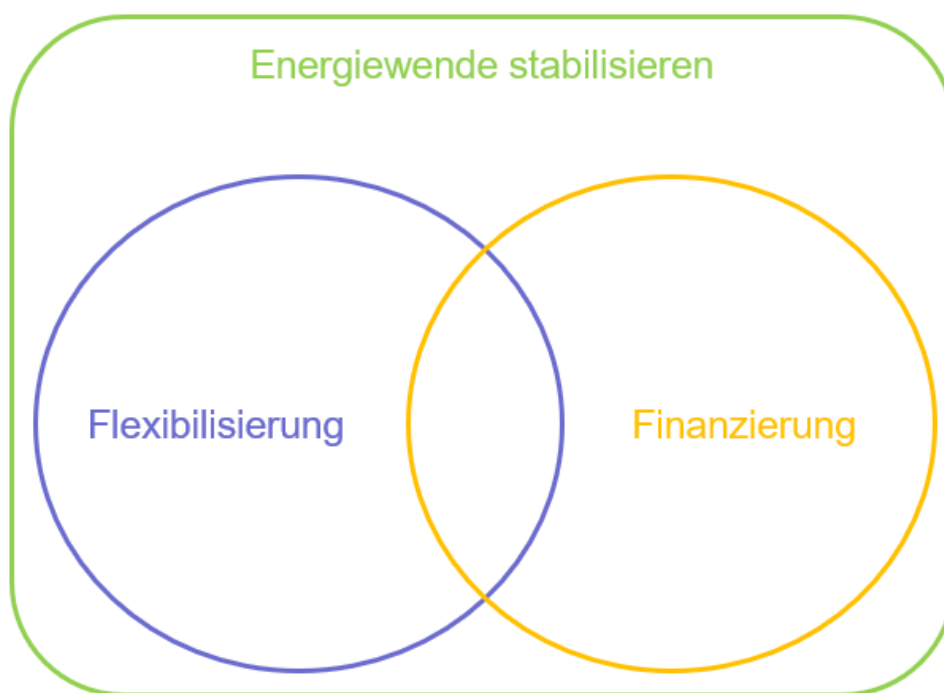


Abbildung 1: Cluster der Themenbereiche

Im Folgenden werden die Arbeitsdefinitionen vorgestellt:

Im Bereich **Finanzierung** werden kurzfristige Maßnahmen thematisiert, mit denen die EEG-Umlage stabilisiert bzw. gesenkt und die Finanzierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien gesichert werden kann.

Der Bereich **Flexibilisierung** umfasst kurzfristige Maßnahmen, die Angebot und Nachfrage von Strom flexibilisieren, dadurch Marktimpulse auslösen, die Nachfrage erhöhen, Überangebote und negative Preise reduzieren und insgesamt die Marktwerte der Erneuerbaren Energien heben.

2. Finanzierung

Eine Finanzierung der zusätzlich entstandenen EEG-Kosten steht unter der Prämisse der Verursachungsgerechtigkeit und folgt dem Ziel, einer deutlichen Erhöhung der EEG-Umlage entgegen zu wirken. Damit sollen ungerechtfertigte Debatten über die Erneuerbaren Energien als Treiber des Strompreisanstiegs begegnet und undifferenzierte Argumentationen entkräftet werden.

	Maßnahme	Bewertung
1	Finanzierung der Industrieprivilegien über Steuern	<ul style="list-style-type: none"> • sofort wirkende Maßnahme • der Fokus der EEG-Umlage wird auf die EE-Förderung zurückgelegt • Industriepolitik als Kernaufgabe des Staates wird transparenter • Haushaltsfinanzierung schafft Impuls für Evaluation
2	Stromsteuer senken	<ul style="list-style-type: none"> • Potenzial liegt bei bis zu 2 ct/kWh • Kurzfristig umsetzbar, da hier der definierte Mindestsatz angesetzt werden kann • klimapolitisch gewollte Ausnahmen (regional/grün) werden so wirkungslos • verursacht neue Verteilungsfragen (Rentenkasse)
3	Finanzierung der EEG-Umlage über höheren CO ₂ -Preis im Strommarkt (national, regional koordiniert)	<ul style="list-style-type: none"> • erhöht den Druck auf fossile Kraftwerke • Wirksamkeit der kurzfristigen Maßnahme wegen des Kohleausstiegs eher mittelfristig

Maßnahme 1: Finanzierung der Industrieprivilegien über Steuern

Gemäß der Umlagen-Systematik werden die Zahlungsverpflichtungen an die EEG-Anlagenbetreiber aus dem EEG-Konto gezahlt und die Börsenerlöse aus dem Strom dieser Anlagen fließen dem EEG-Konto zu. Da die Erlöse i.d.R. niedriger als die Zahlungsverpflichtungen sind, bleibt eine (prognostizierte) Deckungslücke. Diese wird auf den anzulegenden Letztverbrauch umgelegt. Dabei wird anhand einer Schätzung des jährlichen Stromverbrauchs der absolute Differenz- oder Umlagenbetrag in die Umlage in ct/kWh umgerechnet. Allerdings sind aufgrund der besonderen Ausgleichsregelung (BesAR) rund ein Viertel des Stromverbrauchs nicht im anzulegenden Letztverbrauch enthalten, sodass sich die Kernumlage für den restlichen (sog. nicht privilegierten) Stromverbrauch entsprechend erhöht (1. Spalte). Wird der gesamte Stromverbrauch einbezogen, sinkt die Kernumlage entsprechend (2. Spalte).

Ein effektiver Ansatz, die EEG-Umlage sofort zu senken, wäre die Deckungslücke bei ihrer Berechnung auf den gesamten Letztverbrauch umzulegen. Die EEG-Umlage lag im Jahr 2020 bei 6,83 ct/kWh. Würden sie alle Stromverbraucher in voller Höhe bezahlen, läge eine „Kernumlage“¹ bei nur 5,25 ct/kWh. Somit könnte die EEG-Umlage nach der Berechnung der Übertragungsnetzbetreiber für 2020 bei einer vollständigen Verteilung um ca. 1,5 ct/kWh sinken. Um dies umzusetzen, müssten die Befreiungen für stromintensive Unternehmen auf anderem Wege finanziert werden.

Die Tabelle in der folgenden Abbildung stellt dies dar:

	Berechnung Kernumlage (ÜNB für 2020)	Berechnung gleichverteilte Kernumlage
prognostizierte Deckungslücke	24.172.975.948 €	24.172.975.948 €
für Umlageberechnung anzulegender Letztverbrauch (in MWh)	354.177.911	460.588.664
Kernumlage in €/ MWh	68,25 €	52,48 €
Kernumlage in €-ct/ kWh	6,83	5,25
ABER		
prognostizierte BeSAR-Einnahmen für 2020	126.698.005 €	
prognostizierte Kosten für EEG	26.247.278.125 €	
Anteil BeSAR an Gesamtaufkommen	0,48%	

Abbildung 2: Berechnung einer Kernumlage ohne Industrieprivileg

Die Finanzierung der Ausnahmen für stromintensive Unternehmen kann über zwei Wege erfolgen:

1. *Abschaffung der Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR) und Schaffung eines alternativen Ausgleichsmechanismus für die energieintensive Industrie*

Alle Stromverbraucher zahlen die volle EEG-Umlage. Die stromintensive Industrie erhält aber im Gegenzug eine Kompensation für die erhöhten Stromkosten (ähnlich wie die Kompensationen im Emissionshandel). Diese könnten an weitere, planbar

¹Die „Kernumlage“ ist die „eigentliche“ EEG-Umlage, bevor sie mit Vorjahressaldo, Liquiditätsreserve etc. zur EEG-Umlage berechnet und umgelegt wird.

und sukzessive einzuführende Maßnahmen im Bereich der Energieeffizienz gekoppelt werden.

2. Beibehaltung der BesAR und Einzahlung des Fehlbetrags infolge der Industrieprivilegien über Steuern oder einen Fonds ins EEG-Konto

Die Ausnahmen und Privilegien bleiben bestehen. Die dadurch fehlenden Einnahmen für das EEG-Konto werden aus dem Bundeshaushalt oder aus einem Fonds in das Umlagesystem eingezahlt.

Vorteilhaft am ersten Weg ist, dass für mehr Klarheit bei der Zusammensetzung der EEG-Umlage gesorgt und eine Fokussierung auf die Stromgestehungskosten der Erneuerbaren Energien ermöglicht wird.

Juristische Bewertung:

In **Weg 1** stellt die Kompensation für die stromintensive Industrie eine direkte unionsrechtliche Beihilfe (selektive Wirkung aus staatlichen Mitteln) dar. Eine Genehmigung durch die Europäische Kommission ist dabei wahrscheinlich, insbesondere sofern die Höhe und Ausgestaltung der Kompensation vergleichbar mit der bestehenden BesAR ist. Denn die BesAR wurde auf Grundlage der Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen (UEBLL) 2014-2020 (bis 2021 verlängert) von der Kommission seit Anfang 2017 als Beihilfe genehmigt.

Weg 2 würde an der Ausgestaltung der als Beihilfe genehmigten BesAR nichts ändern. Der staatliche Zuschuss auf das EEG-Umlagekonto führt dazu, dass weiterhin eine Beihilfe im Sinne des EU-Rechts vorliegt, die erneut notifizierungspflichtig ist. Eine Genehmigung sollte unter den bestehenden UEBLL unproblematisch möglich sein, da nur der Refinanzierungsmechanismus geändert wird. Zu beachten ist, dass die UEBLL bis Ende 2021 überarbeitet werden.

Die Maßnahme 1 ist in beiden Wegen unter Beachtung des Beihilferechts **rechtlich kurzfristig umsetzbar**.

Maßnahme 2: Stromsteuer senken

Die Stromsteuer könnte von derzeit 2,05 ct/kWh auf bis zu 0,1 ct/kWh gesenkt werden, was dem von der EU vorgeschriebenen Mindestsatz (bei nicht betrieblicher Verwendung) entsprechen würde. Davon würden vor allem Privatpersonen profitieren, denn vielen Unternehmen wird die Stromsteuer bereits weitgehend zurückerstattet. Eine Senkung der Stromsteuer würde auf der anderen Seite neue Verteilungsfragen nach sich ziehen. Auch wenn die Einnahmen aus der Stromsteuer (2018: 6,9 Milliarden Euro) nicht zweckgebunden sind, sondern in den allgemeinen Haushalt des Bundes fließen, sollen sie doch die Rentenkasse entlasten und die Arbeitskosten durch niedrigere Rentenbeiträge senken. Für die Erneuerbaren zu beachten sind die Ausnahmetatbestände (§ 9 StromStG), die regional produzierten Strom und Grünstrom indirekt fördern. Eine generelle Senkung der Stromsteuer würde dies konterkarieren, wobei jedoch keine Quantifizierung dieser Mengen besteht.

Juristische Bewertung:

Die Absenkung der Stromsteuer auf den Mindestsatz der Stromsteuer-Richtlinie ist rechtlich unproblematisch. Der Gesetzgeber müsste allerdings den so entstehenden Einnahmeausfall im Haushalt kompensieren.

Die Maßnahme wäre somit **kurzfristig umsetzbar**.

Maßnahme 3: Finanzierung der EEG-Umlage über höheren CO₂-Preis

Grundsätzlich könnten zusätzliche Einnahmen, die in das EEG-Konto fließen, die Umlage signifikant senken. Jede Milliarde Euro, die aus alternativen Quellen in den EEG-Ausgleichsmechanismus eingezahlt wird, würde die EEG-Umlage um ca. 0,26 ct/kWh senken. Eine mögliche Finanzierungsquelle sind die Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung. Hier gäbe es die Möglichkeit, Teile der Einnahmen aus dem EU-Emissionshandel (ETS) und dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) zur Senkung der EEG-Umlage zu verwenden. Diese Variante ist im BEHG und im Corona-Konjunkturpaket bereits vorgesehen. Die Einnahmen aus dem ETS fließen bisher in den Energie- und Klimafonds. Diese Mittel würden dort fehlen, wenn sie künftig in die Senkung der EEG-Umlage fließen.

Juristische Bewertung:

Die Einzahlung der Einnahmen aus den ETS-Zertifikaten in das EEG-Konto – ebenso wie Maßnahme 1 – ist als notifizierungspflichtige Beihilfe nach dem EU-Recht anzusehen, aber **kurzfristig umsetzbar**.

3. Flexibilität

Die Erhöhung der Flexibilität, sowohl im Stromverbrauch als auch in der Stromerzeugung, stellt eines der wichtigsten Themenfelder für eine weitestgehend dargebotsabhängige erneuerbare Energieerzeugung dar. Das zeigt sich schon heute an den zunehmend häufig auftretenden negativen Preisen am Strommarkt. Werden die Akteure in die Lage versetzt, aktiv auf diese markanten Dispatch-Signale einzugehen, dann beschränkt sich ihr Auftreten auf Situationen tatsächlicher Überkapazitäten. Kurzfristig können mit ca. 6 Gigawatt an zusätzlicher Flexibilität ein Großteil der heutigen negativen Strompreiszeitfenster reduziert werden und infolgedessen eine signifikante Reduktion der EEG-Umlage realisiert werden.

Nach wie vor stellen Atomkraft- und Braunkohlekraftwerke die größten Inflexibilitäten der deutschen Stromerzeugung dar. Aus den Lastdaten des europäischen Netzbetreiberverbunds ENTSO-E geht hervor, dass die deutschen Atomkraftwerke ihre kumulierte Erzeugungsleistung üblicherweise um rund 20 Prozent einsenken. Vereinzelt treten auch höhere Leistungsreduktionen auf sowie wochenweise Leistungsreduktionen. Sie liefern jedoch eine starre Last von durchgehend 4-5 GW, die ununterbrochen und damit auch während eines hohen Wind- und Solardargebots einspeisen. Braunkohlekraftwerke verursachen darüber hinaus in etwa weitere 3,5 bis 4 GW an starrer Restlast.

Neben der reinen Reduktion des konventionellen, inflexiblen Kraftwerksparks gilt es im Zuge der Energiewende auch, die Systemdienstleistungen konventioneller Kraftwerke durch Erneuerbare Energien zu ersetzen (z.B. Regelenergieleistung). Dadurch würden weitere Flexibilitäten im Strommarkt realisiert werden. Hierzu gäbe es unter anderem die Möglichkeiten der Nutzung über elektrische Stromspeicher bzw. andere Formen der Speicherung (z.B. grüne Gase wie Wasserstoff / Biomethan und seine Folgeprodukte) sowie die Ansteuerung volatil erzeugender Erneuerbarer Energien sofern möglich und sinnvoll. Es wäre zudem sinnvoll, die politisch gewollte und langjährig umgesetzte Vorrangregelung für Erneuerbare Energien im Stromsektor auf die Systemdienstleistung auszudehnen.

Bei der Analyse möglicher Maßnahmen zur Flexibilisierung des Strommarktes wurde festgestellt, dass es hilfreich wäre, in die Netzentgeltsystematik einzugreifen. Heutige Strommarktsituationen, in denen aufgrund der Privilegien im Bereich der Netzentgelte, Verbraucher- oder Eigenerzeugerseitige Flexibilität für den Strommarkt ungenutzt bleiben und ökonomische wie ökologische Fehlanreize im Kraftwerksdispatch setzen, können durch die nachfolgenden Maßnahmenvorschläge verhindert werden. Im Grundsatz dient die Netzentgeltsystematik aber der Finanzierung der Netzinfrastuktur und hat keinen Bezug zum Börsenstrompreis. Solche „Verquickungen“ zwischen Netz und Markt sind ihr zwar grundsätzlich fremd, ausdrückliche Verbote sind im EnWG oder in der StromNEV allerdings nicht vorgesehen. Anpassungen bei den Netzentgelten sollten alle Netznutzer besserstellen, in dem Infrastrukturmaßnahmen reduziert werden und zu verteilende Kosten eingespart werden können.

Einige der folgenden Maßnahmenvorschläge sehen allerdings primär die Privilegierung einzelner Netznutzer vor, die hauptsächlich auf eine Optimierung des Marktes und weniger auf eine effiziente Netznutzung sowie entsprechende Kostenersparnisse abzielt. Falls durch die einzelnen Maßnahmen Mindereinnahmen oder Mehrkosten entstehen, müssen diese kompensiert werden, was regelmäßig zu Erhöhungen der Netzentgelte für alle anderen nicht privilegierten Netznutzer führen könnte. Dies wäre

juristisch schwierig zu argumentieren. Daher ist bei der Ausgestaltung der Maßnahmen einerseits auf möglichst geringe Mindereinnahmen und Mehrkosten zu achten, andererseits bieten sich Befristungen und integrierte Evaluierungsprozesse (Monitoring) an, um ein klareres Bild vom tatsächlichen Kosten-Nutzen-Verhältnis zu erlangen.

Die grundsätzlich systemfremden Ansätze wären aber zu rechtfertigen, da die Maßnahmenvorschläge dazu führen, dass eine verstärkte Integration erneuerbarer Energien erfolgt und diese zugleich volkswirtschaftlich sinnvoll sind.

Diese Auswirkungen von Situationen des Strommarkts auf den Bedarf von Netz- oder auch Systemdienstleistungen und damit die Kostenpositionen der Netzentgelte sowie die Integration der Erneuerbaren Energien sind allerdings noch nicht ausreichend erforscht. Entsprechend wird vorgeschlagen, sie zu überprüfen und die gesetzlichen Grundlagen für diesen Nachweis zu schaffen. Deswegen wird eine befristete Umsetzung einzelner Maßnahmen und ein Monitoring zur Überprüfung vorgeschlagen. Praktische Beispiele für solche Erprobungen sind § 118 Abs. 6 EnWG oder die SINTEG-V.

	Maßnahme	Bewertung
1	Anreize für Lastverschiebungen	<ul style="list-style-type: none"> • Das Potenzial in Industrie und GHD liegt bei ca. 5 bis 8 GW. • Der aktuelle Flexibilitätsbedarf könnte dadurch gedeckt werden, für die Zukunft braucht es weitere Flexibilitäten.
2	Befreiung von Stromnebenkosten für Stromspeicher	<ul style="list-style-type: none"> • Wiedereinspeisende Speicher sind schon weitgehend befreit. • Bei letztverbrauchenden Speichern besteht grundsätzlich mehr Potenzial zu Befreiungen bzw. Anreizen im Sinne eines systemdienlichen Verhaltens. • Es ist zu prüfen, ob sich die Maßnahmen bezüglich spotvermarkteter Speicherkapazitäten tatsächlich in gewünschtem Maße auf den Day-Ahead-Markt auswirken. Aktuell ist denkbar, dass der Fokus der Vermarktungsstrategien insbesondere für wiedereinspeisende Speicher auf dem Intraday-Markt liegt
3	Dynamisierung der Stromnebenkosten	<ul style="list-style-type: none"> • Ausnahmeregelungen wären administrativ leichter umsetzbar als eine wirkliche Dynamisierung von Strompreisbestandteilen, die mit einem hohen kalkulatorischen Aufwand verbunden wäre • Grundsätzlich wäre eine Dynamisierung aber ein richtiger Schritt zu mehr Lenkungswirkung der Großhandelspreise. Eine solche Dynamisierung könnte zur besseren Integrationsfähigkeit auch temporär regional entstehende Netzengpässe berücksichtigen

Maßnahme 1: Anreize für Lastverschiebung

Eine Option zur Flexibilisierung der Nachfrage ist das Lastmanagement in der Industrie und im Gewerbe. Ein wichtiger Teilaspekt dabei ist die Flexibilisierung der industriellen Eigenerzeugung. Aktuell gilt, dass die Netzentnahme für industrielle Verbraucher zu Zeiten geringer Strompreise mit sehr hohen Stromnebenkosten verbunden ist. Damit ist die eigentlich teurere Stromproduktion im eigenen Kraftwerk betriebswirtschaftlich attraktiver als der Kauf über den Strommarkt. Diese ungenutzte, potenzielle Nachfrage nach Strom aus dem Netz soll aktiviert werden. Lastkurven und Mengen der industriellen Eigenerzeugung sind durch die Energiestatistik nicht direkt eindeutig beschrieben. Das Flexibilisierungspotenzial lässt sich lediglich grob auf 5 bis 8 GW abschätzen. Dadurch könnte der aktuelle Bedarf an Flexibilität gedeckt werden, um den Markt zu stabilisieren.

Ein Anreiz für die Industrie, ihre Stromerzeugung zur Deckung der eigenen Nachfrage an die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien anzupassen, könnte durch eine gezielte Privilegierung des Börsenstrombezugs gesetzt werden. Die hohe Prognosesicherheit schafft dafür eine ausreichende zeitliche Handlungsmöglichkeit. Auf bestimmte Signale hin, die einen hohen Anteil Erneuerbarer Energien charakterisieren, sollen Industrieunternehmen Strom aus dem Netz beziehen statt aus Anlagen zur Eigenversorgung. Hierfür sind Zeitfenster zu definieren, in denen für den Strombezug aus dem Netz keine Umlagen und keine Netzentgelte anfallen. Auch eine Erhöhung des leistungsbezogenen Anteils der Netzentgelte oder ein Verlust des Anspruchs auf individuelle Netzentgelte sollte für diese Zeitfenster ausgeschlossen werden, sie sollten bei der Ermittlung der Netzentgelte unberücksichtigt bleiben. Im Gegenzug sollten in diesen Zeiträumen auf den Strom aus Eigenversorgung Umlagen und Entgelte erhoben werden. Dies würde die Wirkung der Maßnahme sehr effizient machen. Der stündliche vortägliche Strompreis kann ein solcher Signalgeber sein, das Signal könnte aber auch regionale Merkmale aufweisen und von Netzbetreibern bestimmt werden. Zur Erprobung der Regelung scheint der Signalgeber negativer stündlicher Strompreise am Day-Ahead-Markt an der EPEX Spot sinnvoll.

Die Kosten-Nutzen-Betrachtung für die Summe aller Netznutzer durch diese Maßnahme ist heute kaum abzusehen. Eine befristete Maßnahme mit integrierter Evaluation (Monitoring) der integrativen Wirkung der Maßnahme bezüglich erneuerbaren Stroms ist daher ratsam. Da für den heutigen industriellen Eigenverbrauch derzeit keine Netzentgelte anfallen, ergeben sich durch diese Privilegierung zunächst keine Mindereinnahmen für den Netzbetreiber. Es können jedoch Mehrkosten auftreten, da der zusätzliche Netzbezug die Netznutzung erhöht. Bei unpassender räumlicher Verteilung von EE-Erzeugung und zusätzlichem Verbrauch könnten die Redispatchkosten erhöht werden. Viele der Anlagen zur industriellen Eigenerzeugung stehen in Nordrhein-Westfalen. Andererseits führt das Herunterfahren der Anlagen industrieller Eigenversorgung zu einer volkswirtschaftlichen Optimierung der Einsatzreihenfolge des Kraftwerksparks und verhindert dabei ggf. das Abregeln von Erneuerbaren Energien ohne Grenzkosten.

Juristische Bewertung:

Der Ansatz zielt auf eine individuelle Netzentgeltreduktion wegen eines atypischen Verbrauchs ab, angelehnt an § 19 Abs. 2 StromNEV. Hier ist es grundsätzlich möglich,

eine Privilegierung des Strombezugs über das Netz der allgemeinen Versorgung bei negativen Preisen vorzusehen. Jedoch ist das Ziel der jetzigen Regelung, allein den netzdienlichen Strombezug zu privilegieren bzw. soll das individuelle Netzentgelt den Beitrag des Letztverbrauchers zu einer Senkung oder zu einer Vermeidung der Erhöhung der Kosten der Netz- oder Umspannebene widerspiegeln. Netzentgelte und deren Privilegien sind bisher auf die Netzdienlichkeit ausgerichtet. Eine befristete und mit einem Monitoring zu überprüfende Regelung könnte aber neben den zu erwartenden positiven Effekten für den Strommarkt auch die Netzdienlichkeit unter Beweis stellen. Entsprechend wäre die Maßnahme **rechtlich kurzfristig umsetzbar, soweit sie befristet und mit einem Monitoring versehen wird.**

Maßnahme 2: Befreiung von Stromnebenkosten für Speicherstrom

Wiedereinspeisende Speicher sind schon weitgehend von Stromnebenkosten befreit. Diese könnten zusätzlich von sonstigen Netzentgelten (AbLaV, §19 StromNEV) sowie von der Konzessionsabgabe befreit werden. Dadurch ergäbe sich eine zusätzliche Entlastung von ca. 0,4 – 2 ct/kWh. Für letztverbrauchende Speicher könnten Befreiungen für die Netzstromentnahme bei negativen Preisen eingeführt werden.

Juristische Bewertung:

Eine Befreiung der netzentgeltgewälzten Stromnebenkosten bei Speichern führt dazu, dass die anderen Netznutzer eine höhere Last zu tragen haben. Das kann gerechtfertigt werden, wenn der Maßnahmenvorschlag zu einer stärkeren Integration Erneuerbarer Energien führt. Deswegen wird die Maßnahme als **rechtlich** umsetzbar eingeschätzt, jedenfalls **soweit sie befristet und mit einem Monitoring der integrativen Wirkung** versehen wird. Dies dürfte aufgrund der gesetzestechnisch verhältnismäßig einfachen Ergänzung des § 118 Abs. 6 EnWG auch **kurzfristig umsetzbar** sein. Zu beachten ist die bereits festgelegte Befristung in § 118 Abs. 6 EnWG (Anlagenerrichtung bis 2026, Wirkung über 20 Jahre).

Maßnahme 3: Dynamisierung Stromnebenkosten

Ein großer Hebel zur Hebung der Flexibilisierungspotenziale ist die Dynamisierung der Strompreisbestandteile, sodass diese sich an der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien orientieren. Der Großhandelspreis oder der bilanzielle Bezug erneuerbaren Stroms kann beispielsweise als Signalgeber für die Höhe der anfallenden Stromsteuer und andere Stromnebenkosten gelten.

Dabei gibt es drei konkrete Ansätze:

1. Auf Sektorenkopplungsanlagen und industrielle Lasten entfallen keine Netzentgelte oder keine EEG-Umlage während negativer Preise (§ 118 Abs. 6 EnWG).

2. Die Stromsteuer könnte von einer Mengen- (ct/kWh) in eine Wertsteuer (% des Verkaufspreises) überführt werden. Der EU-Mindestsatz würde als Untergrenze gelten.

Juristische Bewertung:

1. Hier gilt es noch weiter zu differenzieren zwischen den Netzentgelten und der EEG-Umlage. § 118 Abs. 6 EnWG könnte um flexible Letztverbraucher und Sektorenkopplungsanlagen (als Begriffsdefinition kann § 8 SINTEG-V dienen) erweitert werden. Auch hier gilt, dass durch die Verquickung von Netz und Markt ein Nachweis zu führen ist, dass die Maßnahme positiv für die netznutzerübergreifenden Netzentgelte wirkt oder zu einer stärkeren Integration von Erneuerbaren Energien führt. Die reduzierte EEG-Umlage kann über einen dem § 118 Abs. 6 EnWG entsprechenden Privilegierungstatbestand im EEG geregelt werden und sich hier in die §§ 61 ff. EEG einreihen. Die EEG-Umlageprivilegierung macht die Maßnahme EU-notifizierungspflichtig. Hier sind die Aussichten auf Genehmigung hoch, wenn die Maßnahme der stärkeren Integration von Erneuerbaren Energien dient. Beide Ansätze werden für **rechtlich kurzfristig umsetzbar eingeschätzt**, jedenfalls **soweit sie befristet und mit einem Monitoring der integrativen Wirkung versehen** werden.
2. Die Besteuerung von Strom und diesbezügliche Anpassungen müssen sich an RL 2003/96/EG messen lassen. Art. 10 Abs. 1 RL 2003/96/EG in Verbindung mit Anhang I Tabelle C legt fest, dass für elektrischen Strom die in Euro je MWh festgelegten Mindeststeuersätze gelten (0,5 €/MWh bei betrieblicher, 1 €/MWh bei nichtbetrieblicher Verwendung). Eine Besteuerung anhand des Verkaufspreises widerspricht daher der Richtlinie. Die Festlegung höherer Steuern auf Grundlage weiterer Besteuerungsgrundlagen auf nationaler Ebene gestattet Art. 10 Abs. 2 RL 2003/96/EG aber ausdrücklich. Entsprechend ist es möglich, eine kombinierte Besteuerung auf nationaler Ebene festzulegen: Mindeststeuersatz von 0,1 ct/kWh und zusätzlich eine prozentuale Komponente auf Basis des Verkaufspreises. Der Ansatz wird als **rechtlich umsetzbar eingeschätzt**. Zu berücksichtigen sind die haushaltstechnischen Auswirkungen einer Stromsteueranpassung.

4. Handlungsoptionen

Die in diesem Papier behandelten Maßnahmen für die einzelnen Bereiche Finanzierung und Flexibilität zeigen, dass der Politik eine große Bandbreite an Möglichkeiten zur Verfügung steht, um kurzfristig den Verwerfungen im Strommarkt zu begegnen und sich den zeitlichen Raum für eine grundsätzliche Gestaltung eines neuen Marktdesigns in der Energiewende zu verschaffen.

Der BEE regt an diese Möglichkeiten zu ergreifen und schlägt daher vor:

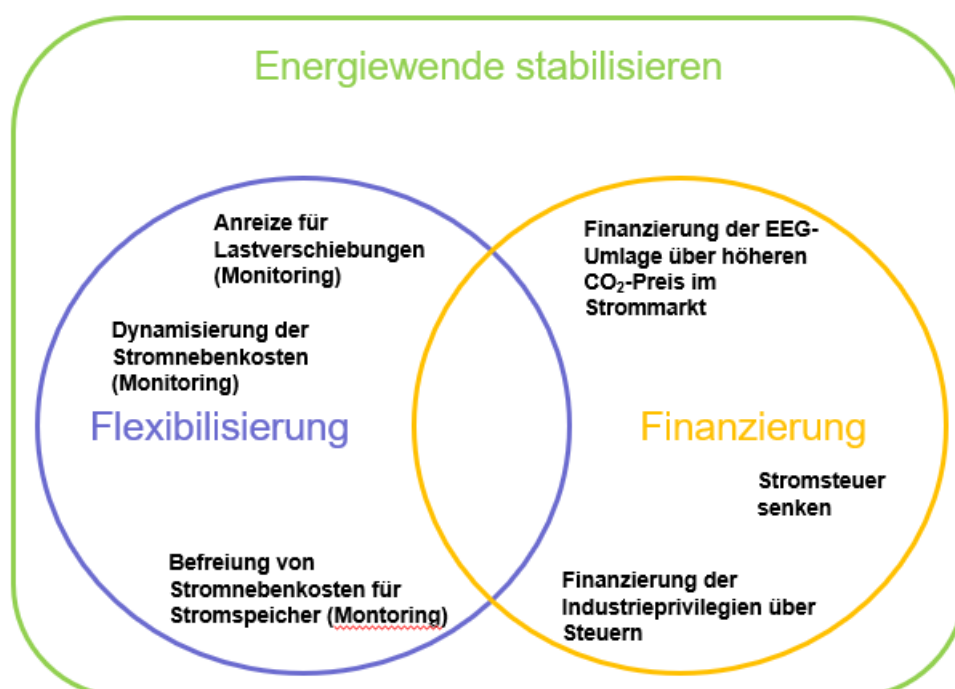
Favorisierte zeitnahe Umsetzung im Bereich Finanzierung:

Ziel ist die durch Corona bedingten Verwerfungen bei der EEG-Umlage zeitnah zu glätten. Eine entsprechend schnelle Entlastung schafft die transparente Finanzierung der Industrieprivilegien oder anderer Umlagebestandteile aus dem Bundeshaushalt sowie die sofortige Senkung der Stromsteuer. Auch die Finanzierung von Umlage-Bestandteilen mit den Einnahmen aus einem CO₂-Preis-Regime ist denkbar. Für eine langfristige Lösung ist allerdings der Umbau des Strommarktes hin zu einem neuen Strommarktdesign zwingend erforderlich.

Favorisierte zeitnahe Umsetzung im Bereich Flexibilisierung:

Der zentrale Baustein einer erneuerbaren Energieversorgung auf Basis von dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien ist die Schaffung von Flexibilitäten. Der BEE fordert hier stringent alle Möglichkeiten der Lastverschiebungen anzureizen. Damit lassen sich kurzfristig mehrere GW an benötigter Flexibilität aktivieren. Um neben dem Lastmanagement zusätzliche Flexibilitäten zu schaffen, schlagen wir vor, eine Befreiung von Stromnebenkosten bei Stromspeichern sofort umzusetzen. Als weiteren Baustein fordern wir die Dynamisierung der Stromnebenkosten. Da hier noch nicht alle Wirkungen abschätzbar sind, sollten Maßnahmen zur Erprobung mit Befristung und Monitoring versehen werden.

Die folgende Abbildung fasst die Vorschläge zusammen:



5. Literaturverzeichnis

- Agora 2020 – Agora Energiewende/Regierung soll EEG-Umlage mit Konjunkturpaket senken, MBI EnergySource vom 26.05.2020
- BEE 2020a - Timely, Targeted, Temporary, Transformative – Grundzüge für ein nachhaltiges Corona-Konjunkturprogramm: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE/BEE-Positionspapier_Grundz%C3%BCge_f%C3%BCr_ein_nachhaltiges_Corona-Konjunkturprogramm.pdf
- BEE 2020b – BEE-Hintergrundpapier zur EEG-Umlage 2021Hintergrundinformationen zur EEG-Umlage und Auswirkungen derCOVID-19-Pandemie: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE/202005_BEE-Hintergrundpapier_zur_EEG-Umlage_2021.pdf
- Miersch 2020 – Vize/Miersch fordert EEG-Finanzierung nur über Steuern: MBI EnergySource vom 25.05.2020
- Grüne 2020 – Grüne wollen neues EEG und fünf Cent weniger Umlage: Klimareporter, <https://www.klimareporter.de/strom/gruene-wollen-neues-eeg-und-fuenf-cent-weniger-umlage>
- RLS2020 – New Deal für das Erneuerbare Energiesystem. Wie die Energiewirtschaft entfesselt werden kann und so 100 % Erneuerbare Energien möglich werden: https://www.reiner-lemoine-stiftung.de/images/energiewende/RLS_New_Deal_f_r_das_Erneuerbare_Energiesystem_Feb_2020.pdf
- SUER 2020 – Senkung der EEG-Umlage:Ausgestaltungsmöglichkeiten und Rechtsfolge, https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2020/05/Stiftung-Umweltenergierecht_Webinar_Senkung_EEG-Umlage_2020-05-14.pdf
- EBRain 2020 – Preisturbulenzen am Strommarkt: eine Analyse der aktuellen Situation, <https://blog.energybrainpool.com/preisturbulenzen-am-strommarkt-eine-analyse-der-aktuellen-situation/>
- Ebrain 2020 – Impulspapier Energy Sharing, https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/2020-03-06_EnergyBrainpool_Impulspapier-Energy-Sharing.pdf
- IKEM 2019 – Verfassungsmäßigkeit des Entwurfs zum Brennstoffemissions-handelsgesetzes (BEHG-E)Rechtswissenschaftliches Kurzgutachten und Stellungnahme, https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2019/11/2019-11-05_IKEM_Kurzgutachten_BEHG-E_final.pdf
- r2b 2019 – Finanzierung der Energiewende –Reform der Entgelte- und Umlagesystematik im Auftrag des VKU, https://www.r2b-energy.com/uploads/media/1906_VKU_Umlagen_Entgeltsystematik_r2b_01.pdf

- Ebrain 2019a – Österreichs Weg Richtung 100 % Erneuerbare. Eine Analyse von 2030 mit Ausblick 2050, https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Studie_2019-01-24_APG_EnergyBrainpool.pdf
- Ebrain 2019b – Erneuerbar in allen Sektoren sektoren koppeln mit Power-to-Gas, https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/2019-09-18_EnergyBrainpool_Erneuerbar-in-allen-Sektoren_GreenpeaceEnergy.pdf
- IKEM 2018a – Experimentierklauseln für verbesserte Rahmenbedingungen bei der Sektorenkopplung, <https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2019/03/Experimentierklausel-f%C3%BCr-verbesserte-Rahmenbedingungen-bei-der-Sektorenkopplung.pdf>
- IKEM 2018b – Direkte Vermarktung von Windstrom und anderem erneuerbaren Strom im B2B-Bereich Rechtswissenschaftliche Studie und Kurzgutachten zur Vereinbarkeit der Vorschläge der Studie mit dem Europarecht, https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oefentlich/themen/03-sektorenkopplung/20180417_ikem_studie_marktentwicklungsmodell_und_kurzgutachten_vereinbarkeit.pdf
- Enervis 2017 – Erneuerbare Gase - ein Systemupdate der Energiewende, https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oefentlich/themen/03-sektorenkopplung/20171212_studie_erneuerbare_gase.pdf
- EBRain 2017 – Wirkungsweise einer CO2-Steuer im Strommarkt, https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/20171130_BEE_Studie_CO2-Steuer_Energy_Brainpool.pdf
- Fraun IEE et al.2017 – „DAS GEKOPPELTE ENERGIESYSTEM - Vorschläge für eine optimale Transformation zu einer erneuerbaren und effizienten Energieversorgung“, https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/20171215_StudieBEE_SektorenKopplung_FINAL.PDF
- Fraun IWES & EBrain2015 – Strommarkt-Flexibilisierung – Hemmnisse und Lösungskonzepte, https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/20150216BEE_Strommarkt_Flexibilisierung.pdf
- Agora2014 – Vorschlag für eine Reform der Umlage-Mechanismen im Erneuerbare Energien Gesetz (EEG), https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2013/EEG-20/Impulse_Reform_des_EEG-Umlagemechanismus.pdf
- IZES 2012 – Kompassstudie Marktdesign - Leitideen für ein Design eines Stromsystems mit hohem Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien, <https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/Plattform/BEE-Plattform-Systemtransformation-Kompassstudie-Marktdesign.pdf>



Als Dachverband der Erneuerbare Energien-Branche in Deutschland bündelt der Bundesverband Erneuerbare Energie die Interessen von 55 Verbänden, Organisationen und Unternehmen mit 30 000 Einzelmitgliedern, darunter mehr als 5 000 Unternehmen. Unser Ziel: 100 Prozent Erneuerbare Energie in den Bereichen Strom, Wärme und Mobilität.

Wolfram Axthelm
Geschäftsführer
wolfram.axthelm@bee-ev.de

Dr. Matthias Stark
Leiter Fachbereich Erneuerbare Energiesysteme
matthias.stark@bee-ev.de

Lars Oppermann
Referent für Politik und Europa
+49 30 275 81 70-21
lars.oppermann@bee-ev.de

Berlin, Oktober 2020

Kontakt:

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.
030 275 81 70 - 00, info@bee-ev.de

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.

Invalidenstraße 91
10115 Berlin

www.bee-ev.de