



Stellungnahme

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW)

**zu dem Gesetzentwurf der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP
Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung
weiterer energierechtlicher Bestimmungen**

BT-Drucksache 20/4685

Berlin, 29. November 2022

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdew.de

Stellungnahme

Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strompreis- bremse und zur Änderung weiterer energierechtlicher Bestimmungen

Zum Kabinettsbeschluss vom 25. November 2022

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten über 1.900 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 90 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1	Vorbemerkung.....	3
2	Gesamtübersicht der wichtigsten Änderungsvorschläge:	7
2.1	Überschusserlöse (Abschöpfung von „Zufallsgewinnen“ in der Stromerzeugung)	7
2.2	Abwicklung der Abschöpfung	9
2.3	Strompreisbremse (Entlastungsseite)	11
2.4	Streichung vermiedener Netzentgelte zurücknehmen (Artikel 3, § 18 StromNEV)	14
2.5	Strom- und Gasgrundversorgungsverordnung zielgenau ändern (Artikel 4 und 5)	14
2.6	Änderungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG (Artikel 6)	15
2.7	Weitere Änderungen im EnWG (Artikel 2)	17

1 Vorbemerkung

Die durch den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine spürbaren Folgen auf den Energiemärkten verlangen seit dem 24.02.2022 von Politik und Energiewirtschaft laufend neue Antworten. Neben verstärkter Energieeinsparung, dem Erschließen neuer Versorgungswege und dem Ersatz russischer Energielieferungen rücken in diesen Monaten vor allem die gestiegenen Energiepreise und ihre Folgen in den Fokus.

Mit der Preisbremse für Strom plant die Bundesregierung in Ergänzung der Preisbremse für leitungsgebundenes Erdgas und Wärme die aktuelle Lage zu entspannen. Die Energiewirtschaft trägt dieses Vorhaben mit – im Interesse unserer Kundinnen und Kunden, des sozialen Zusammenhalts und der Zukunftsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts Deutschland.

Über die Aufgaben zur Abwicklung der Preisbremse für Gas und Wärme (vgl. BDEW-Stellungnahme vom 29.11.2022) hinaus, soll die Energiewirtschaft bei der Strompreisbremse zusätzlich auch die geplante Finanzierungsseite durch die Erlösabschöpfung sowohl ermöglichen als auch abwickeln. Damit sind praktisch alle Marktteilnehmer der Energiewirtschaft, von den Anlagenbetreibern über Netzbetreiber sowie in erheblichem Ausmaß die Lieferanten, involviert.

Da es sich ausnahmslos um staatlich veranlasste Entlastungen handelt, ist dies ein außergewöhnlicher Vorgang und nur aufgrund der Eiligkeit der Maßnahmen und des Vertrauens in die professionellen Abläufe und Systeme der Energieversorgungsunternehmen zu begründen. Eine Erstattung des vertrieblichen Aufwands ist nicht vorgesehen und im Gesetzentwurf nicht einmal benannt, während der Erfüllungsaufwand etwa für die Bundesnetzagentur mit 21 Planstellen und mehreren Mio. Euro beziffert ist.

Die in dem Entwurf enthaltene Komplexität führt dazu, dass die Umsetzung nicht fristgerecht möglich ist. Dies gilt insbesondere für die Umsetzung der Entlastung gegenüber den Letztverbraucherinnen und Letztverbrauchern durch die Stromlieferanten. Viele Regelungen sind in der vorliegenden Fassung nicht ausgereift. Vor allem fehlt es an gleichlautenden Regelungen für Gas/Wärme/Strom, welche die Umsetzung erheblich erleichtern würden. Die Umsetzung erfordert insgesamt einen viel zu hohen Bedarf an nur für diese begrenzte Maßnahme erforderlichen Systemanpassungen, vor allem im Massengeschäft. Durch die Umstellung in sämtlichen Wertschöpfungsstufen in der Energiewirtschaft erfolgt eine Vervielfachung der Nachfrage nach nicht ausreichend verfügbaren IT-Dienstleistungsanbietern und Personal.

Unnötige Komplexität ist oft die Folge falscher Prämissen. So wäre vor allem die Umsetzung der Erlösabschöpfung mithilfe einer Abgabe sicherlich leichter zu administrieren gewesen. Der eingeschlagene Weg der Administration der Erlösabschöpfung über die Netzbetreiber, und hier insbesondere über die Übertragungsnetzbetreiber, und der Erstattung für die Entlastung, ist der falsche Weg und kann nur als Notlösung verstanden werden. Zusätzliche administrative Aufgaben stehen den entscheidenden Herausforderungen der Netzbetreiber (Netzausbau, Netzbau, Netzanschlüssen und Digitalisierung) unnötig im Weg.

Umso dringlicher sind nun weitere Verbesserungen und Vereinfachungen im Gesetzgebungsverfahren.

Der BDEW merkt folgende grundsätzliche Punkte als wichtige Voraussetzung für ein Gelingen der Preisbremsen an:

- › **Komplexität reduzieren:** Der BDEW hat immer wieder angemahnt, ausreichend Zeit für die Umsetzung der Regelungen vorzusehen. Die im Entwurf enthaltene Komplexität vor allem des Entlastungsmechanismus ist zum 01.03.2023 seitens der EVU sowie der IT-Dienstleister in dieser Form nicht umsetzbar. Dies betrifft auch die umfangreichen Informationspflichten. Eine fristgerechte Umsetzung ist nur möglich, wenn eine starke Vereinfachung der vorgeschlagenen Verfahren erfolgt.
- › **Klares Enddatum benennen – Investitionen sichern:** Die gesetzliche Festlegung eines Enddatums ist essenziell – sowohl für die Abschöpfung der Überschusserlöse als auch für die Auswirkungen auf dem Endkundenmarkt. Der Markteingriff muss so gering wie möglich gehalten werden. Bei der Abschöpfung der Übererlöse sind negative Folgen auf die mittel- und langfristige Funktionalität der nationalen, europäischen und globalen Energiemärkte und Investitionsentscheidungen zu erwarten. Das gilt insbesondere für den Terminmarkt, dem ohne ein Enddatum zum 30.06.2023, wie in der Verordnung EU 2022/1854 vorgesehen, erhebliche Strommengen entzogen würden. Um die Investitionen am Standort Deutschland für Erneuerbare-Energien-Projekte zu sichern, muss die Überschusserlösabschöpfung so kurz wie möglich und so gering wie nötig erfolgen. Sollte eine einmalige Verlängerung politisch beschlossen werden, sollte diese europäisch einheitlich maximal bis zum Ende des Jahres 2023 vorgenommen werden. Die Beeinträchtigung des Terminmarktes wirkt preistreibend und verteuert so wiederum die Entlastungsmaßnahmen.

Im Endkundenmarkt bedeutet die Preisbremse eine extreme Beeinträchtigung des Wettbewerbs. Die zu einem hohen Prozentsatz angeglichenen Endkundenpreise haben einen negativen Einfluss auf die Wechselquote und Innovationskraft, die Produktentwicklung ist eingeschränkt.

Der BDEW begrüßt in diesem Zusammenhang, dass der Beginn der Abschöpfung nicht mehr rückwirkend erfolgt, sondern nunmehr erst ab dem 01.12.2022. Dies entspricht auch dem Start-Datum in der Verordnung EU 2022/1854.

- › **Gleichlautende Umsetzung Gas/Wärme/Strom, wo möglich:** Um unnötigen Aufwand zu vermeiden und angesichts der knapp bemessenen Zeit möglichst viele Synergien zu nutzen, sollten die Verfahren und Schritte zur Umsetzung der Strompreisbremse sowie der Gas-/Wärmepreisbremse möglichst gleichlaufend sein. Das betrifft vor allem die Voraussetzungen und Abläufe des Erstattungsverfahrens für die von den Lieferanten gezahlten oder zu zahlenden Entlastungsbeträge, aber auch die Entlastungsseite. Dieser in Teil 3 des Gaspreisbremsengesetzes ausführlich geregelte Prozess fehlt im

Strompreisbremsengesetz komplett. Derzeit sind zudem einige Regelungen ohne Grund uneinheitlich geregelt (z. B. Informationspflichten ggü. den Kunden). Hier ließe sich auch für Strom auf das bereits für Gas und Wärme vorgesehene System zurückgreifen.

- › **Rollen zwischen Wirtschaft und Staat klar verteilen:** Die Energiewirtschaft wird bei der Abwicklung der Preisbremsen an der Schnittstelle von Staat und Bürger eingebunden. Die Energiewirtschaft ist bereit, nach Kräften zum Gelingen der Preisbremsen beizutragen. Klar muss aber auch sein, dass Unternehmen der Energiewirtschaft (insbesondere die Netzbetreiber und Lieferanten) nur die notwendigsten Aufgaben übernehmen können. Grundsätzlich hoheitliche Aufgaben, wie das Vereinnahmen der Überschusserlöse im Wege der Abschöpfung, muss der Staat übernehmen. Dies betrifft bei den Netzbetreibern (ÜNB und VNB) und Lieferanten insbesondere Prüf-, Inkasso-, Rechtsdurchsetzungspflichten oder auch Korrektur- und Rückabwicklungsprozesse. Stattdessen sollten staatliche Akteure, gegebenenfalls unter Zuhilfenahme von Dienstleistern, der Energiewirtschaft eine Fokussierung auf ihre energiewirtschaftlichen Kernaufgaben ermöglichen. Es muss sichergestellt sein, dass der Lieferant keine Verantwortung für die Überprüfung der Voraussetzungen für die Inanspruchnahme der Entlastungen auf Seite der Letztverbraucher und Kunden trägt und die Rückabwicklung bzw. Ahndung von zu Unrecht gezahlten Entlastungen im Verhältnis Kunde/Staat abgewickelt wird.
- › **Finanzielle Risiken in der Abwicklung begrenzen:** Die Lieferanten und die ÜNB müssen das Geld für die Entlastung vorab erhalten. Die für die Abwicklung in Dienst genommenen Unternehmen dürfen durch die Regelungen nicht in die Gefahr einer wirtschaftlichen Schieflage gebracht werden. Hierzu ist sowohl bei der Abschöpfung als auch bei der Erstattung zu leistender Entlastungsbeträge für Letztverbraucher unmissverständlich gesetzlich klarzustellen, dass nur die Gelder ausgezahlt werden müssen, die tatsächlich real (realisierter Zahlungseingang) vereinnahmt, zwischenfinanziert oder vorausgezahlt wurden. Sollte in Folge von Ungleichgewichten bei Ein- und Auszahlungen ein Zwischenfinanzierungsbedarf entstehen, muss dieser durch staatliche Geldmittel überbrückt werden.
- › **Daten sparsam erheben:** Sowohl bei der Abwicklung der Überschusserlösabschöpfung als auch bei der Erstattung und Entlastung sollten nur die absolut notwendigen Daten erhoben und an die Beteiligten mitgeteilt werden müssen. Auch dies ist ein Baustein für eine bessere Umsetzbarkeit der Maßnahmen.
- › **Missbräuchliches Verhalten im Rahmen der Entlastung verhindern:** Der BDEW begrüßt die Aufnahme eines klaren Missbrauchsverbots. Die Unternehmen des BDEW haben selbst das höchste Interesse daran, dass keine Umgehung der gesetzlichen Intention erfolgt. Hinsichtlich möglicher Preiserhöhungen muss jedoch sichergestellt werden, dass angemessene und nach den allgemeinen Regeln zulässige Anpassungen weiter möglich sind.

Darüber hinaus darf sich missbräuchliches Verhalten der Kunden nicht auf die Lieferanten auswirken.

- › **Beihilferechtliche Anforderungen werden durch den Staat gesichert:** Die Berücksichtigung der beihilferechtlichen Kriterien insgesamt ist in höchstem Maße komplex und nicht automatisiert umsetzbar. Das umfasst insbesondere die exakte Definition der Anspruchsberechtigten und die Höchstgrenzen. Hier ist zwingend eine Vereinfachung erforderlich. Die Lieferanten sollten allein auf der Selbsterklärung der Kunden aufsetzen und von Beihilfeendabrechnungen und Rückforderungen vollständig freigestellt werden. Vorzuziehen wäre für Industriekunden ein direkter Antrags- und Erstattungsweg zwischen Verbraucher und Staat.
- › **Energieversorgungsunternehmen nicht benachteiligen:** Der Gesetzentwurf sieht vor, dass Unternehmen die Entlastung nicht in Anspruch nehmen dürfen für Entnahmestellen, die der Erzeugung, Umwandlung oder Verteilung von Energie dienen, soweit die Entlastungssumme über 2 Mio. Euro liegt. Dieser Ausschluss ist nicht sachgerecht, sollte er so zu verstehen sein, dass EVU oder auch Netzbetreiber von der Entlastung bei ihrem eigenen Energiebezug ausgeschlossen sind. Die beihilferechtliche Begründung des Gesetzentwurfs fehlinterpretiert die in Bezug genommene Fußnote des EU Temporary Crisis Framework und es fehlt auch eine schlüssige Begründung für den Ausschluss.

Zusätzlich sind im Gesetzestext Änderungen zum **Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)** und zu **vermiedenen Netzentgelten** geregelt. Der BDEW äußert sein ernstes Unverständnis darüber, Eingriffe dieser Tragweite in einem Gesetz zur Umsetzung einer Energiepreisbremse zur Krisenintervention zu adressieren.

Völlig überraschend ist in den Artikeln 2 (Streichung § 120 EnWG) und 3 (Streichung § 18 StromNEV) des Regierungsentwurfs die Streichung der **vermiedenen Netzentgelte (vNE)** für dezentrale Stromerzeugungsanlagen im Bestand vorgesehen. Für diese Anlagen sind die vNE – also die Entgelte für dezentrale Einspeisung – ein wichtiger Erlösbestandteil, der bei der Investitionsentscheidung fest einkalkuliert worden ist. Die vNE dürfen daher nicht gestrichen werden.

Auch die im Gesetzentwurf vorgesehenen Änderungen zu § 51 EEG 2023 (**negative Preise**) lehnt der BDEW ab. Da gleichzeitig keinerlei wirtschaftliche Möglichkeiten zur Nutzung des Stroms vor Ort geschaffen werden (z. B. durch Reaktivieren und Ausweitung „Nutzen statt Abregeln“), führt diese Regelung zu einer Verschlechterung des Regulierungsrahmens (Risikoerhöhung) für die Windenergie.

Der BDEW bedauert außerordentlich, dass die noch im Referentenentwurf vorgesehenen Änderungen im EEG zur **Anhebung der Höchstwerte** für Windenergieanlagen an Land und für Solaranlagen des ersten Segments, zur Anhebung des Prozentbetrages in § 85a Abs. 1 und Abs. 2a EEG 2023 für die Befugnis der BNetzA zur Anhebung des Höchstwertes sowie die Erstreckung dieser Befugnis auf Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten und des zweiten

Segments, Biomasse und Biomethan nunmehr wieder weggefallen sind. Dies sind essenziell wichtige Änderungen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien.

Der BDEW bedauert ebenfalls den Wegfall der noch in § 11 a EEG-RefE vorgesehenen **Duldungspflicht für EEG-Anschlussleitungen**, die einen dringend benötigten Beschleunigungseffekt für den Ausbau der Erneuerbaren Energien gehabt hätte.

2 Gesamtübersicht der wichtigsten Änderungsvorschläge:

2.1 Überschusserlöse (Abschöpfung von „Zufallsgewinnen“ in der Stromerzeugung)

2.1.1 Dauer der Krisenintervention eindeutig befristen

Das Enddatum der Erlösabschöpfung muss mit dem 30.06.2023 klar im Gesetz genannt sein. Der BDEW begrüßt zwar die Verkürzung der maximalen Verlängerung der Maßnahme vom 31.12.2024 auf den 30.04.2024, plädiert jedoch – sollte eine einmalige Verlängerung politisch beschlossen werden und vor dem Hintergrund der Regelungen der meisten anderen europäischen Länder – für ein einheitliches Enddatum 31.12.2023.

Vor dem Hintergrund, dass in dem vom BMWK angelegten System zur Erlösabschöpfung keine zufriedenstellende Lösung zur Vermeidung der „Austrocknung“ des Terminmarktes möglich ist, sollte die Dauer der Maßnahme möglichst kurz sein, damit der Terminmarkt kurzfristig wieder verstärkt bedient werden kann. Ansonsten ist damit zu rechnen, dass das Angebot an Strommengen und Lieferverträgen knapp und Strompreise potenziell hoch bleiben. Damit hätte das Abschöpfungssystem einen selbstverstärkenden Effekt, weil die Kosten zur Dämpfung der Strompreise hoch blieben bzw. noch steigen könnten.

2.1.2 Gestiegene Biomassepreise berücksichtigen, gesicherte Leistung aus EE erhalten

Die Kosten für feste Biomasse und insbesondere Altholz zum Betrieb von Biomasse(heiz)kraftwerken sind seit dem 24.02.2022 sehr stark gestiegen, ebenso die Kosten für Betriebsstoffe für die Rauchgasreinigung und die Ascheentsorgung sowie die Kosten für das erforderliche Personal. Insofern muss der Sicherheitszuschlag in § 16 gesondert adressiert sowie für feste Biomasse (holzartige Biomasse) auf 9 Cent/kWh sowie für Altholz oder Mischungen aus Alt- und Frischholz auf mindestens 13 Cent/kWh festgelegt werden. Ansonsten könnten die Anlagen selbst ihre variablen Kosten nicht decken und müssten nach Teillast- vollständig außer Betrieb gehen. Dies würde rund 1,6 GW installierter elektrischer Leistung (feste Biomasse plus Altholz) betreffen mit Auswirkungen auf das Stromangebot.

Die für Biogasanlagen erfolgte Anhebung des Sicherheitszuschlags auf 7,5 Cent/kWh ist zu begrüßen. Der Sicherheitszuschlag sollte jedoch auf 9 Cent/kWh angehoben werden, um mögliche Abschaltungen dieser oft bereits flexiblen Erzeugungsanlagen zu vermeiden.

2.1.3 Absicherungsgeschäfte praxisgerecht berücksichtigen

Für historische Absicherungsgeschäfte, die vor dem 01.11.2022 geschlossen wurden als die Erlösabschöpfungsregeln noch nicht bekannt waren, besteht aus Sicht des BDEW keine Umgehungsgefahr. Daher sollten sie anrechenbar bleiben, denn viele Stromerzeuger lassen ihre Strommengen durch Terminverträge von Vermarktern an den Börsen platzieren. Interne Vermarkter können auch verbundene Unternehmen nach § 15 Abs. 1 StromPBG sein, die den Strom aufkaufen und in ihrem Portfolio an den Börsen weiterverkaufen. Es bleibt vor diesem Hintergrund unverständlich, warum diese schlechter gestellt werden als nicht verbundene Vermarkter.

Insgesamt sollten hinsichtlich der historischen Absicherungsgeschäfte nach Anlage 4 folgende Punkte berücksichtigt werden:

- › Anrechenbarkeit von historischen internen Absicherungsgeschäften.
- › Berücksichtigung aller Absicherungsgeschäfte – **auch Absicherungsgeschäfte mit Brennstoffen** –, die nachweisbar zum Zwecke der Absicherung der Deckungsbeiträge aus Stromerzeugung eingegangen wurden.
- › Grundsätzlich sollten die Absicherungsgeschäfte der jeweiligen Technologien zugeordnet werden und nicht einzelnen Anlagen (anlagenscharf).

Für Absicherungsgeschäfte nach dem 01.11.2022 dürfen keinen nachteiligen Effekt auf die Marktliquidität des Marktes insbesondere des Terminmarktes haben. Daher ist in Anlage 5 folgendes zu berücksichtigen:

- › Absicherungsgeschäfte, deren Volumen die 1-Prozent-Grenze überschreitet, sind bei entsprechenden Marktsignalen (z. B. Stop-Loss-Orders) oder bei Anlagenausfällen üblich und notwendig.
- › Absicherung für Kraftwerksausfälle sind zwar im FAQ des BMWK als ein Ziel der Regelungen aufgeführt, aber in Anlage 5 nicht umgesetzt (Fragen 8 und 12).

2.1.4 PPA weiterhin vorantreiben

Anlagenvermarktung via PPA nach dem 31.10.2022 würde deutlich erschwert werden. Mangels Möglichkeit der Berücksichtigung von Verträgen unterhalb des Börsenreferenzwertes führen einen solchen Abschluss ad absurdum. Dies steht im Konflikt mit der in der zugehörigen EU-Verordnung 2022/1854 (Vorbemerkung 30) und im Koalitionsvertrag (Seite 44) geäußerten Absicht, das PPA-Geschäft zugunsten der Integration der Erneuerbaren zu fördern. Daher sind Veränderungen im Detail notwendig, auf die der BDEW in seiner Tabelle mit konkreten Änderungsvorschlägen für eine sachgerechte Berücksichtigung von zukünftigen PPAs (siehe § 18 Abs. 1 Nr. 2 und die neue Anlage 6) eingeht.

2.1.5 Eigenverbrauch auch bei Netznutzung ausnehmen

Es ist sicherzustellen, dass die Übererlösabschöpfung nur Strommengen erfasst, die über das Netz geleitet wurden, wenn dafür tatsächlich Mehrerlöse erzielt werden konnten. Dies ist nicht der Fall bei eigengenutzten Mengen, die über das Netz geleitet werden.

2.1.6 Ausnahme für Klärgas gewähren

In der Liste der Sondergase (§ 13 Abs. 3 Nr. 1), die von der Erlösabschöpfung ausgenommen werden, fehlt das Klärgas. Auch Klärgas muss ausgenommen werden, weil es im Betrieb der Kläranlagen anfällt und bei Unwirtschaftlichkeit der BHKW ansonsten abgefackelt werden müsste. Die Stromerzeugung durch Klärgas als Kuppelprodukt sollte von einer Pflicht zur Abschöpfung von Überschusserlösen ausgenommen sein, da Klärgas auf Kläranlagen durch den Reinigungsprozess anfällt und andernfalls abgefackelt werden müsste. Daher ist eine Ergänzung in § 13 Abs. 3 Nr. 2 notwendig, die Klärgas von einer Begrenzung ausnimmt.

2.2 Abwicklung der Abschöpfung

2.2.1 Zentrale, digitale Schnittstelle als wichtigen Lösungsbaustein einfügen

In den Gesprächen zur praktischen Umsetzbarkeit der Abschöpfung wurde die Schaffung einer zentralen, digitalen Schnittstelle in Form eines Onlineportals zur Selbstveranlagung angekündigt, das durch einen qualifizierten Dienstleister im Auftrag staatlicher Stellen erstellt werden sollte. Hierdurch sollten Anfragen gebündelt werden, die Sicherstellung der Datenkohärenz vereinfacht und die Zahl von Schnittstellen im Sinne prozessualer Effizienz minimiert werden. Zudem sollte durch das Onlineportal eine „einfache“ Eigenveranlagung für Anlagenbetreiber ermöglicht werden. Die in § 35 SPBG vorgesehene ÜNB-Plattform auf der einen Seite und die Einrichtung einer digitalen Schnittstelle andererseits, die lediglich die Entgegennahme von bestimmten Meldungen betreffen, erfüllen diese Bündelungsfunktion nur sehr eingeschränkt. Ein solches Onlineportal mit „Berechnungstool“, über das zudem bundesweit einheitliche Formulare für die Datenabfrage etwa der Verteilnetzbetreiber abgerufen werden können, ist ein wesentliches Element der erfolgreichen praktischen Umsetzung. Anderenfalls droht aufgrund der Komplexität eine Überforderung. Ein Hinweis auf ein derartiges Onlineportal sollte bereits in das Gesetz aufgenommen werden.

2.2.2 Auszahlungsansprüche an Zahlungseingang bei Netzbetreibern knüpfen

Ein für den BDEW entscheidender Punkt ist die Absicherung der für die Abwicklung in Dienst genommenen Akteure gegen Forderungen Dritter vor Eingang entsprechender abgeschöpfter Finanzmittel. Anderenfalls besteht mit Blick auf die substanziellen Summen ein ernstzunehmendes Zins- (Schlechterstellung durch Ratingagenturen) bis hin zu einem Insolvenzrisiko der Netzbetreiber. Es muss insofern klar sein, dass keine Auszahlungen getätigt werden können, bevor nicht ausreichend Guthaben auf den Bankkonten nach § 26 SPBG bestehen. Daher sollten insbesondere sämtliche Paragraphen dahingehend angepasst werden, dass Auszahlungs-

ansprüche unter dem Vorbehalt stehen, dass der Zwischenfinanzierungsanspruch der ÜNB bzw. der tatsächliche Zahlungseingang bei den VNB vor der jeweiligen Auszahlungspflicht realisiert wird. Dies gilt auch für Ansprüche zwischen Netzbetreibern. Der BDEW begrüßt, dass dieses Problem grundsätzlich adressiert wird, sieht jedoch Klarstellungsbedarf in den §§ 20, 23, 25 und 32 (und ggf. weiterer).

2.2.3 Netzbetreiber von Prüfpflichten entlasten

Der BDEW hält die Nichtindienstsetzung der Netzbetreiber von Prüf- und Inkassopflichten und stattdessen das Setzen auf eine Selbstveranlagung der Anlagenbetreiber nebst nachgelagerter Kontrolle durch die Bundesnetzagentur für sachgerecht. Netzbetreiber werden anderenfalls mangels verfügbarer Ressourcen keine Chance haben, entsprechende Prozesse in der Praxis umzusetzen. Die Regelung in § 41 Abs. 2 Satz 2 SPBG unterläuft allerdings dieses Anliegen und könnte als weitgehende und praktisch nicht umsetzbare Prüfanforderung an die Netzbetreiber gedeutet werden und impliziert damit erhebliche Rechtsunsicherheiten. § 41 Abs. 2 Satz 2 SPBG sollte folglich ersatzlos gestrichen werden.

2.2.4 Keine unnötigen Daten erheben oder bereitstellen

Der Gesetzentwurf sieht eine Vielzahl von bürokratischen Mitteilungspflichten für alle Beteiligten vor. Hier muss mindestens geregelt sein, dass die Mitteilung nur erfolgen muss, wenn sie für den jeweiligen Empfänger zur Ausübung dieses Gesetzes unbedingt erforderlich sind. Insbesondere die von den Verteilnetzbetreibern der Bundesnetzagentur und ggf. nach § 28 Nr. 1 SPBG auch Betreibern von Stromerzeugungsanlagen mitzuteilenden Daten können z. T. nur mit sehr hohem manuellem Aufwand gesammelt, aufbereitet und mitgeteilt werden, so z. B. die entsprechende Aufteilung von Strommengen gem. § 24 Abs. 3 EEG. Daher sollten die Angaben nach § 28 Nr. 1 SPBG nur auf Verlangen unverzüglich zur Verfügung gestellt werden. Die in § 29 Abs. 2 SPBG genannten Angaben sind bis auf die Mitteilung des Abschöpfungsbetrags nicht erforderlich und sollten gestrichen werden, da kein Zweck ersichtlich ist, warum Verteilnetzbetreiber diese Daten prüfen sollten.

Für die Eigenveranlagung und Datenmeldungen sollten die zum Zeitpunkt der Abrechnungsperiode verfügbaren Daten zugrunde gelegt werden.

2.2.5 Bundesnetzagentur als Anspruchsinstanz für Korrekturen

Im Fall von Rückforderungen oder einer Überweisung nicht unverzüglich nachgelagerten Korrekturen sollte die Bundesnetzagentur für Anlagenbetreiber die zu adressierende Instanz sein. Dies sollte im Gesetz deutlich werden. Dies wäre auch konsistent zu deren Rolle als zentrale Prüfinstanz. Die für die Vereinnahmung der Gelder in Dienst genommenen Netzbetreiber verfügen hierzu weder über die nötigen Informationen noch über ausreichende Ressourcen.

2.2.6 Weitere notwendige Bedingungen für die Umsetzung ausgestalten

Der BDEW weist darauf hin, dass die Regelungen trotz ihrer immensen Komplexität an vielen Stellen für eine praktische Umsetzung allein nicht ausreichen werden. So war beispielsweise zugesagt worden, dass die Bundesnetzagentur verantwortlich für ein initiales Schreiben an die Branche ist, um alle Akteure und insbesondere die Anlagenbetreiber transparent über Ihre Pflichten und die entsprechenden Rahmenbedingungen zu informieren. Unklar ist beispielsweise, zu welchen Zeitpunkt und mit welchen genauen Inhalten die Bundesnetzagentur dem nachkommt, was aber mit entsprechenden Informationen der Netzbetreiber (bspw. Kontoverbindungsdaten) synchronisiert werden sollte. Auch bleiben die Angaben zur genauen Prozessabwicklung, die versprochene Einrichtung einer Hotline für Fragen durch die BNetzA und die Einigung in der Branche zu Datenformaten ungeklärt, was eine nachgelagerte Verständigung erfordern wird. Auch wenn sicher nicht alle diese und weitere Punkte zwingend einer gesetzlichen Regelung bedürfen, ist ihre Klärung für die operative Umsetzung zwingende Voraussetzung und wird zusätzlichen Abstimmungsaufwand in der Branche erfordern.

2.3 Strompreisbremse (Entlastungsseite)

2.3.1 Erstattungsanspruch und -verfahren verbessern

Modellgleichheit Strom/Gas/Wärme

Die Regelungen insbesondere auf der Entlastungsseite sollten für Strom und Gas/Wärme inhaltlich möglichst identisch aber auch wörtlich gleichlautend formuliert sein. Nicht erklärbare Abweichungen ergeben sich unter anderem:

- › Generell beim Aufbau der Vorgaben zur Entlastung (gleiche Sachverhalte werden an unterschiedlichen Stellen geregelt, was eine ständige Suche zur Folge hat).
- › Bei Begrifflichkeiten (Entnahmestelle – Netzentnahmestelle, Elektrizitätsversorgungsunternehmen – Lieferant).
- › Zeitlicher Anwendungsbereich.
- › Abrechnungen und Abschlagszahlungen.
- › Informationspflichten in Rechnungen und hinsichtlich der Abschlagszahlungen:
 - Für Gas ist die Frist für Kundeninformationen zeitlich flexibilisiert (§ 3 Abs. 3 GPBG). Für Wärme (§ 11 Abs. 4 GPBG) und Strom muss das ebenfalls geregelt werden.
- › Vorgaben zur Vertragsgestaltung (hinsichtlich des Grundpreises und der Zugaben hinsichtlich der Regelungssystematik im Gesetz und des Zeitpunkts):
 - Im Strombereich sind Grundpreiserhöhungen vor dem 25.11.2022 richtigerweise von den Regelungen ausgenommen (§ 12 Abs. 1 SPBG). Das sollte auch für Gas (§ 4 Abs. 1 GPBG) und Wärme (§ 12 Abs. 1 GPBG) übernommen werden.

Die Umsetzung über die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verursacht auf allen Seiten einen erhöhten Aufwand. Wichtig ist, dass es ein Antragsportal für die Erstattungsansprüche gibt, das mit dem Antragsportal für Gas/Wärme identisch ist, sodass Synergieeffekte erzielt werden können.

Liquiditätsrisiken minimieren

Das Gesetz muss sicherstellen, dass die in Dienst genommenen Unternehmen keinen Liquiditätsrisiken ausgesetzt werden.

Weder für den Erstattungsanspruch der Lieferanten noch für die Zwischenfinanzierung der Übertragungsnetzbetreiber für die Vorauszahlung ist bislang geregelt, wann und unter welchen Voraussetzungen eine Zahlung erfolgt und wie sie abgewickelt wird. Bei den Übertragungsnetzbetreibern besteht zudem die Notwendigkeit der Zwischenfinanzierung. Ohne eine entsprechende Absicherung können keine Erstattungen an die Lieferanten und in der Folge auch keine Entlastungen an die Letztverbraucher erfolgen.

Sollte an dem beschriebenen Modell der Einbindung der ÜNB festgehalten werden, fehlen zudem genaue Fristen und weitere Vorgaben zur Abwicklung. Abschlagszahlungen müssen ausbezahlt werden, bevor erste Entlastungszahlungen von Seiten der EVU an Letztverbraucher erfolgen können. Dafür bedarf es einer Regelung zur Vorauszahlung entsprechend den Vorgaben, die für Gas und Wärme vorgesehen sind.

Stellt die Zahlung der ÜNB an die Lieferanten wie im Gasbereich eine Zahlung für Dritte (die Kunden) dar, könnte es sich um eine Finanzdienstleistung handeln nach dem Zahlungsdienstleistungsaufsichtsgesetz (ZAG), die grundsätzlich erlaubnispflichtig wäre. Im Rahmen der Preisbremse für Gas und Wärme ist ausdrücklich geregelt, dass die Zahlung für den Kunden und die vom Lieferanten erbrachte Leistung erfolgt, um weitere steuerliche Auswirkungen zu verhindern. Beides wäre zu prüfen, bevor eine solche Regelung Gesetz wird.

Rückforderungsrisiko dem Staat zuordnen

Der BDEW fordert eine Regelung, mit der das Rückforderungsrisiko bei unrechtmäßiger Auszahlung an Kunden dem Staat zugewiesen wird. Die Rückabwicklung sollte allein über den Staat erfolgen.

2.3.2 Berechtigte Preisanpassungen ermöglichen

Zudem sollte unbedingt eine Regelung aufgenommen werden, die Lieferanten eine Möglichkeit zum Ersatz der enormen Kosten für die Umsetzung der Strompreisbremse ermöglicht. Die Bestimmungen zur Verhinderung von Missbrauch dürfen berechtigte und regelkonforme Preisanpassungen nicht verhindern.

2.3.3 Entlastungskontingente und Schwellenwerte der Anspruchsberechtigten praxistauglich umsetzen

Bezugszeitraum für die Bestimmung des Entlastungskontingents

Bei der Bestimmung der Entlastungskontingente für Strom sollte für alle Letztverbraucher grundsätzlich auf möglichst aktuelle Abrechnungswerte Bezug genommen werden aus den folgenden Gründen:

Für Kunden, die nicht monatlich, sondern auf der Grundlage einer Jahresverbrauchsprognose abgerechnet werden, sollte die aktuellste Jahresverbrauchsprognose genutzt werden, wie es der Gesetzentwurf bereits vorsieht. Hintergrund ist, dass der Stromverbrauch insbesondere durch die gewünschte Nutzung von Wärmepumpen und Elektromobilen steigt.

Kunden, die monatlich abgerechnet werden und für die daher auch monatliche Messwerte vorliegen, wäre eine Abrechnung auf der Grundlage DER aktuell in der Abrechnungsperiode (Monat) gemessenen Werte am einfachsten umsetzbar, da diese Daten insbesondere für große leistungsgemessene Industriekunden bereits im System der Lieferanten sind bzw. über die Marktprozesse übermittelt werden. Eine zusätzliche Anpassung der Systeme wäre für diesen Punkt dann zumindest nicht erforderlich und die Berücksichtigung des Entlastungsbetrags erfolgt in diesen Fällen ohnehin in der monatlichen Rechnung. Darüber hinaus schließt die Nutzung von tatsächlich gemessenen Werten Missbrauch weitestgehend aus.

Schwellenwert für die Abgrenzung des Referenzwertes (40 Cent bzw. 13 Cent)

Die im Gesetzentwurf vorgesehene Abgrenzung von Haushalten und Gewerbe sowie mittleren und großen Unternehmen in Form eines Schwellenwertes von 30.000 kWh stellt Energieversorger vor immense Herausforderungen.

Der Großteil der Tarife im Strom bis zu einer Grenze von 100.000 kWh enthält All-Inklusive-Preise. Arbeitspreise, wie sie für Industriekunden (vor allem ohne Netzentgelte) ab 100.000 kWh vereinbart werden, sind in für Kunden von 30.000 kWh bis 100.000 kWh nicht üblich. Wenn sich der Referenzpreis für diese Kundengruppe nicht auf die vertraglich vereinbarten Preiskomponenten, sondern nur auf Teile davon bezieht, müsste für jeden dieser Kunden zusätzlich zunächst der zu deckelnde Preisbestandteil errechnet werden, bevor der Entlastungsbetrag ermittelt werden kann.

Hinsichtlich der Umsetzung der Abgrenzung hinsichtlich des Referenzwerts (13 Cent oder 40 Cent) ergeben sich drei deutlich einfachere Lösungsmöglichkeiten:

- › Abgrenzung bei 100.000 kWh.
- › Abgrenzung nach vereinbartem Preissystem (all-inclusive-Preise und Arbeitspreis und Grundpreis sowie Arbeits- und Leistungspreis).
- › Bei Abgrenzung nach anderer kWh-Grenze –und zusätzliche Preisdifferenzierung in der Gruppe bis 100.000 kWh.

Für keine Sparte sollte bei der Entlastung und der „Gewährung“ oder „Gutschrift“ auf Kalenderjahre oder Kalendermonate abgestellt werden. Insbesondere bei Kunden bis 100.000 kWh erfolgt die Abrechnung meist nicht im Kalendermonat.

2.3.4 Wasserversorgungsunternehmen als energieintensive Unternehmen anerkennen – Anlage 2

Wasserversorgungsunternehmen und Abwasserentsorgungsunternehmen sind als energieintensive Unternehmen zu berücksichtigen. Für die Wasserwirtschaft ist eine Ergänzung in der Anlage 2 wichtig, wonach sie als energieintensiv eingestuft wird. Der Energieanteil der Kosten liegt bei der Trinkwasserversorgung bei rund 26 Prozent, verursacht durch dauerhaft zu betreibende Pumpen, die Wasseraufbereitung und die Wasserentsorgung, für die die Stromkosten gut zehn Prozent der Kosten ausmachen.

2.4 Streichung vermiedener Netzentgelte zurücknehmen (Artikel 3, § 18 StromNEV)

Eine Streichung würde zahlreiche Stromerzeugungsanlagen – z. B. KWK-Kraftwerke in der öffentlichen Versorgung oder KWK-Anlagen in Krankenhäusern, Schulen etc. – in ihrer Wirtschaftlichkeit deutlich schlechter stellen und deren Weiterbetrieb in Frage stellen. Die netzdienlichen Auswirkungen der dezentralen Einspeisung, die ein Entgelt nach § 18 StromNEV rechtfertigen, sind von höchstrichterlicher Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs bis heute anerkannt (vgl. Beschlüsse des BGH vom 20.06.2017 EnVR 40/16, vom 14.11.2017 EnVR 41/16). Darüber hinaus ist die Diskussion um vermiedene Netzentgelte in den Jahren 2016 und 2017 intensiv im Rahmen des Gesetzgebungsprozesses zum Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) geführt und mit einem Kompromiss zum Abschluss gebracht worden. Die Streichung der **vermiedenen Netzentgelte (vNE)** für Bestandsanlagen **muss in jedem Fall** aus dem Gesetzentwurf wieder **gestrichen werden**.

2.5 Strom- und Gasgrundversorgungsverordnung zielgenau ändern (Artikel 4 und 5)

Die Möglichkeit zur Aussetzung des Ratenplans des Kunden für drei Monate nach § 19 Abs. 5 Satz 4ff StromGVV/GasGVV kommt einem faktischen Zahlungsmoratorium gleich und kann bei den Grundversorgern zu erheblichen Liquiditätsengpässen führen. Daran ändert auch die Befristung der Regelung bis zum 30.04.2024 nichts. Die Regelung ist daher ersatzlos zu streichen. Drohende Liefersperrungen sind in der Energiekrise über den Härtefallfonds des BMAS zu vermeiden und nicht durch ein faktisches Verbot der Liefersperrung zu Lasten der Grundversorger.

2.6 Änderungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG (Artikel 6)

Anhebung der Höchstwerte wieder aufnehmen

Der BDEW bedauert außerordentlich, dass die noch im Referentenentwurf vorgesehenen Änderungen im EEG zur Anhebung der Höchstwerte für Windenergieanlagen an Land und für Solaranlagen des ersten Segments, zur Anhebung des Prozentbetrages in § 85a Abs. 1 und Abs. 2a EEG 2023 für die Befugnis der BNetzA zur Anhebung des Höchstwertes sowie die Er-streckung dieser Befugnis auf Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten und des zweiten Segments, Biomasse und Biomethan nunmehr wieder weggefallen sind. Diese Änderungen sind angesichts der gestiegenen Errichtungskosten für diese Anlagen zwingend erforderlich und sollten wieder aufgenommen werden.

Die Herstellungskosten für Windenergieanlagen und PV-Module sind nicht zuletzt wegen des Ukraine-Krieges und des entsprechenden Drucks auf die Rohstoffpreise in die Höhe geschellt. So sind beispielsweise die Weltmarktpreise für Stahl – dem wesentlichen Bestandteil von Wind-energieanlagen – um 60 Prozent angestiegen. Diese Kostensteigerung wird von den Herstellern direkt über die Anlagenpreise an die Kunden weitergegeben. Hinzu kommt die deutliche Erhö-hung der Finanzierungskosten durch erheblich gestiegene Zinsen. Die im § 36b EEG 2023 und § 37b EEG 2021 und 2023 verankerten Höchstwerte konterkarieren daher mittlerweile die Wirt-schaftlichkeit vieler fertig entwickelter Projekte.

Infolgedessen haben fast 500 MW an genehmigten Windenergieprojekten und eine Vielzahl fertig entwickelter PV-Projekte nicht an den letzten Ausschreibungsrunden teilgenommen. Die beiden letzten Ausschreibungsrunden für Windenergie an Land vom Mai und September 2022 waren stark unterzeichnet. Ähnlich verhielt es sich bei der Ausschreibung für Freiflächen-Pho-tovoltaik-Anlagen, die im Juni erstmals seit mehreren Jahren deutlich unterzeichnet war. Für die am 01.11.2022 abgeschlossene Ausschreibungsrunde sind ähnliche Ergebnisse zu erwar-ten.

Die geplanten aktuellen Erlösabschöpfungen durch das Strompreisbremsengesetz erschweren zudem den Einstieg in die Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Projekten am Markt. Hin-derlich sind hier die auch auf PPAs ausgeweitete Erlösabschöpfung sowie die unklaren Endda-ten für die erheblichen Eingriffe in den Markt. Dies führt dazu, dass schon seit Beginn der De-batte um die Erlösabschöpfung kaum noch PPAs zum Abschluss kommen.

Die Verschlechterung des Investitionsrahmens für Erneuerbare Energien führt unmittelbar zu einem Verfehlen der Zubauziele. Deren Erreichen ist jedoch zentral, um das Angebots heimi-scher Stromerzeugung zu erhöhen und die Abhängigkeit von russischen Energieimporten zu verringern.

Das Problem der gestiegenen Projektkosten für Windenergie- und PV-Anlagen kann durch eine Anhebung des Höchstwertes nach § 36b und § 37b EEG 2021/2023 um 30 Prozent gelöst werden. Zusätzlich sollte bereits jetzt geprüft werden, ob und in welcher Höhe nach der Fest-legungskompetenz des § 85a Abs. 2a EEG 2021 (neu), die demnächst mit Inkrafttreten des

EEG 2023 nutzbar wird, im Laufe des Jahres 2023 eine weitere Anhebung des Höchstwertes vorgenommen werden kann, da die Rohstoff- und Finanzierungspreise weiter steigen werden. Der Referentenentwurf zu diesem Gesetz sah hier noch eine Steigerung von 10 auf 20 Prozent vor.

Verstärkt sich hingegen das Auseinanderklaffen von Ausbauzielen und tatsächlichem Zubau, verzögert sich die Normalisierung der Strompreise, die die Grundlage für die Bereitschaft von Stromabnehmern zum Abschluss insbesondere längerfristiger PPAs und damit einer Refinanzierung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen im Strommarkt darstellt.

Um den Anreiz für eine Integration der Erneuerbaren Energien in den ungeforderten Strommarkt zu verbessern, schlägt der BDEW schon lange die Einführung von CfDs vor. CfDs würden durch eine Begrenzung der Erlöse aus der Stromerzeugung der Erneuerbaren-Energien-Anlagen die Attraktivität von PPAs erhöhen. Wird der Höchstwert zeitlich befristet angepasst und zeitgleich statt der aktuell geltenden gleitenden Marktpremie eine Vergütung über einen CfD eingeführt, so werden kurzfristig die dringend erforderlichen Ausbauziele erreicht. Zudem entsteht nach der Krisenphase und dem Ende der Markteingriffe über das Strompreisbremsengesetz ein Anreiz zum Wechsel in den ungeforderten Strommarkt.

Die ersatzlose Streichung der noch in § 11 a EEG-RefE vorgesehenen Duldungspflicht für EEG-Anschlussleitungen, die einen dringend benötigten Beschleunigungseffekt für den Ausbau der Erneuerbaren Energien gehabt hätte, bedauert der BDEW ebenso.

„Nutzen statt Abregeln“

Die im Regierungsentwurf der Formulierungshilfe Gesetzentwurf noch vorgesehenen Änderungen zu § 51 EEG 2023 (negative Preise) lehnt der BDEW nach wie vor ab. Da gleichzeitig keinerlei wirtschaftliche Möglichkeiten zur Nutzung des Stroms vor Ort geschaffen werden (z. B. durch Reaktivieren und Ausweitung „Nutzen statt Abregeln“), führt diese Regelung zu einer Verschlechterung des Regulierungsrahmens (Risikoerhöhung) für die Windenergie. Der BDEW begrüßt zwar die gegenüber dem Referentenentwurf nun vorgesehene Ausnahme für Bestands-Zuschläge. Die Begründung des Regierungsentwurfs führt demgegenüber an, dass die gestufte Verkürzung des Betrachtungszeitraums für negative Preise am Spotmarkt von aktuell vier auf eine Stunde nach den Vorgaben der EU-Leitlinien für Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfen (KUEBLL) erforderlich ist. Diese Ansicht teilt der BDEW nicht. Rdn. 123 der KUEBLL sieht gar keinen bestimmten Zeitrahmen für die negativen Preise vor. Dies entspricht der Rechtslage nach Rdn. 125 der UEBLL als Vorgängerregelungen. Die Europäische Kommission hatte die Negative-Preise-Regelung im EEG 2014 bis EEG 2021 aber unter Rückgriff auf die UEBLL beihilferechtlich genehmigt, also mit einer Bezugnahme auf sechs bzw. vier Stunden. Da sich die Rechtslage von den UEBLL zu den KUEBLL nicht geändert hat, bedeutet dies aber gleichfalls eine Genehmigungsfähigkeit der Vier-Stunden-Bezugnahme in § 51 EEG 2023 in der Fassung nach Maßgabe des „Sofortmaßnahmengesetzes“ und somit keine Notwendigkeit der Verkürzung auf eine Stunde.

2.7 Weitere Änderungen im EnWG (Artikel 2)

Grundversorgungspflicht anpassen

Das Gesetzgebungsverfahren sollte für eine weitere wichtige Änderung im Recht der Grund- und Ersatzversorgung genutzt werden. Der BDEW schlägt eine Änderung des § 36 Abs. 1 Satz 4 EnWG (Grundversorgungspflicht) vor, wonach die Pflicht zur Grundversorgung nicht besteht für die Dauer von **sechs Monaten** (bisher drei Monaten) seit dem Beginn einer Ersatzversorgung nach § 38 Absatz 1 EnWG, sofern der Haushaltskunde bereits zuvor an der betroffenen Entnahmestelle beliefert wurde.

Mit dieser Änderung der Ersatzversorgungsbedingungen wird für einen längeren Zeitraum als bislang sichergestellt, dass die Belieferung der Bestandskunden in der Grundversorgung zu weitgehend stabilen Preisen erfolgen kann. Für nicht geplante Neukunden muss der Grundversorger nämlich sehr kurzfristig zu aktuell sehr hohen Preisen Energie nachbeschaffen. Das Risiko unkalkulierbarer Neukundenzuwächse und außergewöhnlicher Handelspreise wird durch einen marktnahen Preis in der Ersatzversorgung beherrschbarer. Die höheren Preisrisiken für die Letztverbraucher in der Ersatzversorgung sind auch gerechtfertigt, da der Kunde es selbst in der Hand hat, die Ersatzversorgung jederzeit durch Abschluss eines neuen marktüblichen Liefervertrages zu beenden. Insoweit besteht kein Anspruch auf Ersatzversorgung unterhalb der aktuellen Marktpreise.

Der BDEW hat weitere detailliertere Anmerkungen und Formulierungsvorschläge zu den Regelungen in einer tabellarischen Aufstellung erarbeitet.

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung	
Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung weiterer energierechtlicher Bestimmungen			
Gesetz zur Einführung einer Strompreisbremse (Strompreisbremsegesetz – StromPBG) ¹⁾			
Teil 1 Allgemeine Bestimmungen			
§ 1 Zweck des Gesetzes			
[...]			
§ 2 Begriffsbestimmungen			
Im Sinn dieses Gesetzes ist oder sind:			
[...]			
6. Elektrizitätsversorgungsunternehmen jede natürliche oder juristische Person, die Strom über ein Netz an Letztverbraucher liefert,	Lieferant Elektrizitätsversorgungsunternehmen jede natürliche oder juristische Person, die als Elektrizitätsversorgungsunternehmen Strom über ein	Hier sollte wie im Gesetz zur Preisbremse für Gas und Wärme auf den Lieferanten abgestellt werden, damit die Begriffe einheitlich verwendet werden.	

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung	
	Elektrizitätsversorgungsnetz an Letztverbraucher liefert		
[...]			
12. Letztverbraucher jede natürliche oder juristische Person, die an einer Netzentnahmestelle zum Zwecke des eigenen oder fremden Verbrauchs hinter dieser Netzentnahmestelle mit Strom beliefert wird oder in den Fällen des § 7 den Strom ohne Lieferung entnimmt,	12. Letztverbraucher jede natürliche oder juristische Person, die an einer Netzentnahmestelle zum Zwecke des eigenen oder fremden Verbrauchs hinter dieser Netzentnahmestelle mit Strom beliefert wird oder in den Fällen des § 7 den Strom ohne Lieferung entnimmt , Letztverbraucher im Sinne des § 3 Nummer 25 des Energiewirtschafts-gesetzes	Abstellen auf Definition im EnWG wie bei Gas und Wärme, damit keine Missverständnisse aufkommen „Netzentnahmestelle“ sollte einheitlich als „Entnahmestelle“ bezeichnet werden, damit keine Missverständnisse zwischen Strom und Gas entstehen, dies ist auch die gängige Bezeichnung nach dem EnWG z.B. § 20 – Netzzugang und Lieferantenrahmenverträge Das StromPBG definiert den Letztverbraucher in Anlehnung an die Begriffsbestimmung im EEG. Da nicht die Definition aus dem EnWG genutzt wird, ist nicht eindeutig, ob private und öffentliche Ladesäulen gleichermaßen hier berücksichtigt werden. Zwar werden in der Begründung die Ladesäulen genannt. Allerdings wäre hier eine Klarstellung im Gesetz notwendig, um Missverständnisse zu vermeiden. Die Begründung ist vor diesem Hintergrund widersprüchlich. Der	

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung	
		Letztverbraucherbegriff des EnWG wirft diesbezüglich keine Fragen auf und wird für die Gaspreisbremse genutzt. Gleiches sollte auch für die Strompreisbremse gelten.	
[...]			
25. Stromerzeugungsanlage jede technische Einrichtung, die unabhängig vom eingesetzten Energieträger direkt Strom erzeugt,	23. Stromerzeugungsanlage jede technische Einrichtung, die unabhängig vom eingesetzten Energieträger direkt Strom erzeugt, wobei Einheiten von Solaranlagen, die von demselben Betreiber am selben Standort gleichzeitig in Betrieb genommen werden, summarisch als eine Einheit gelten.	An den Stellen, an denen nur auf die Stromerzeugungsanlage abgestellt wird, bräuchte man für Solaranlagen (1 Modul = 1 Stromerzeugungsanlage) eine Zusammenfassung. BDEW-Vorschlag: (auch für die Ermittlung der 1 MW-Grenze): gem. § 5 Abs. 1 Satz 2 MaStRV	
[...]			
Teil 2 Entlastung der Letztverbraucher			
§ 3 Anwendungsbereich			
(1) Die Regelungen dieses Teils sind vorbehaltlich einer Rechtsverordnung auf Grund des § 47 Nummer 1 auf Netzentnahmen von Strom anzuwenden,	(1) Dieser Teil ist vorbehaltlich einer Rechtsverordnung auf Grund des § 46 Nummer 1 oder 2 auf Netzentnahmen von Strom anzuwenden, der nach dem	Grundsätzlich ist es sinnvoller auf die „Entnahme“ statt auf den „Verbrauch“ abzustellen, da Energie grundsätzlich umgewandelt wird. Darüber hinaus sollten die	

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
der nach dem 31. Dezember 2022 und vor dem 1. Januar 2024 im Bundesgebiet verbraucht wurde.	31. Dezember 2022 und vor dem 1. Januar 2024 im Bundesgebiet verbraucht entnommen wurde.	Begriffe in beiden Gesetzen einheitlich verwendet werden. Im Übrigen wird auch in dem vorliegenden Gesetz auf „Entnahme“ abgestellt. Der Vorbehalt hinsichtlich der Rechtsverordnung ist abzulehnen. Grundsätzlich sollte die Regelung einen klaren Anwendungsbereich haben, der zu einer festgelegten Zeit endet. Auch nach der Änderung der Regelung besteht die Möglichkeit zur Verlängerung, wenn auch nur auf den bisher bekannten Zeitraum bis April 2024
(2) Die Bundesregierung kann durch Rechtsverordnung nach § 47 Nummer 1 den zeitlichen Anwendungsbereich dieses Teils bis zum 30. April 2024 zu verlängern.	(2) Die Bundesregierung legt kann rechtzeitig eine Verordnung nach § 46 Nummer 1 vorlegen, um den zeitlichen Anwendungsbereich dieses Teils bis zum 30. April 2024 zu verlängern.“	Eine Verlängerung der Maßnahmen ist abzulehnen, insbesondere wenn sie nicht unbedingt erforderlich sind. Bis zum 31. Dezember 2023 sollte die Bundesrepublik Deutschland in der Lage sein, derartige Unterstützungsmaßnahmen selbst durchzuführen und nicht Tausende Unternehmen, deren Aufgabe ist es die Energieversorgung aufrechtzuerhalten und zu sichern für die Umsetzung dieser staatlichen Aufgabe zu nutzen Die Möglichkeit der Verlängerung sorgt zudem für weitere Unsicherheiten bei den

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung	
		umsetzenden Energieversorgern, die sich auf einen klaren Zeitrahmen einstellen müssen.	
(3) Die Regelungen dieses Teils sind nicht anzuwenden auf Strom, der ohne Netzentnahme verbraucht wird.		Diese Regelung ist nach wie vor zu begrüßen.	
§ 4 Entlastung von Letztverbrauchern			
	Grundsätzliche Anmerkung: Die vorgesehene Entlastung der Letztverbraucher ist in höchstem Maße komplex. Das beinhaltet die Ermittlung der Entlastungskontingente, Entlastungsbeträge, die Abgrenzung und Preisermittlung bei den Anspruchsberechtigten sowie den Datenaustauschpflichten. Im Vergleich zu den Entlastungsregelungen im Gas- und Wärmebereich sind die Kundenanzahl und Preis- und Abrechnungsmodelle um ein Vielfaches höher und komplexer. Ein Abstellen der Entlastungskontingente auf historische Verbräuche wird grundsätzlich kritisch gesehen und widerspricht in einigen Anwendungsfällen dem politischen Wunsch der Wärme- und Verkehrswende. Im SLP-Bereich sollte auf die aktuelle Jahresverbrauchsprognose des Lieferanten und im RLM-Bereich auf Verbrauchswerte der aktuellen Abrechnungsperiode abgestellt werden. Die vorgesehenen Entlastungsregelungen sind in dieser Form durch die Lieferanten nicht umsetzbar. Es bedarf einer erheblichen Vereinfachung und Komplexitätsreduktion.		
(1) Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die am ersten Tag eines Kalendermonats Strom an einen Letztverbraucher über eine Netzentnahmestelle liefern, müssen dem Letztverbraucher eine Absenkung der	(1) Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die am ersten Tag eines Kalendermonats Strom an einen Letztverbraucher über eine Netzentnahmestelle liefern, müssen	Die Begriffe der Gesetze Gas/Wärme und Strom sollten vereinheitlicht werden, z.B.: „Gewähren“ – „gutschreiben“ „Netzentnahmestelle“ – „Entnahmestelle“	

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
Stromkosten in Höhe des monatlichen Entlastungsbetrags gewähren. Der Entlastungsbetrag nach Satz 1 ist in Summe über alle Kalendermonate des Kalenderjahres 2023 begrenzt auf die tatsächlichen Stromkosten des Letztverbrauchers an der betreffenden Netzentnahmestelle für das Kalenderjahr 2023.	dem Letztverbraucher eine Absenkung der Stromkosten den in Höhe des monatlichen Entlastungsbetrags gewähren. Der Entlastungsbetrag nach Satz 1 ist in Summe der monatlichen Entlastungsbeträge über alle Kalendermonate Abrechnungsmonate des Kalenderjahres 2023 Abrechnungszeitraumes begrenzt auf die tatsächlichen Stromkosten des Letztverbrauchers an der betreffenden Netzentnahmestelle für das Kalenderjahr 2023.	„Elektrizitätsversorgungsunternehmen“ – „Lieferanten“ Dies würde zur Vereinfachung beitragen. Die EVU senken nicht die Stromkosten ab, sondern ein Teil der Rechnung wird faktisch von einem Dritten gezahlt. Aus diesem Grund gewähren die Lieferanten den Entlastungsbetrag. Hier sollten gleiche Formulierungen und möglichst das gleiche Verfahren gewählt werden. Die Formulierung in Satz 2 ist nicht eindeutig. Sie lässt offen, welche Summe zu bilden ist. Darüber hinaus erfassen die Stromkosten auch Grundpreise und Netzentgelte, für die der Entlastungsbetrag gerade nicht gelten soll. Wenn diese Regelung klarstellen soll, dass der Entlastungsbetrag nicht höher als die Stromrechnung sein soll, sollte das an anderer Stelle und ausdrücklich geregelt sein. Abrechnungen finden unterjährig statt und können nur unter extrem hohen Aufwänden auf Kalenderjahre umgerechnet werden.

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
		In der Folge der Ursprungsformulierung werden massenhaft Stornos und Rechnungskorrekturen provoziert. Einzig umsetzbarer Fall ist: Bei jeder Rechnung die betroffenen Monate summieren und gegen die tatsächlichen Stromkosten im selben Zeitraum halten. „Abrechnungszeitraum“ explizit gewählt, um auch Zwischenrechnungen mit abzudecken.
(2) Der monatliche Entlastungsbetrag ergibt sich nach Maßgabe der §§ 5 bis 11 für jede Netzentnahmestelle eines Letztverbrauchers als Produkt aus dem Differenzbetrag nach § 5 und dem Entlastungskontingent nach § 6. Wenn der Letztverbraucher ein Unternehmen ist, ist das Produkt nach Satz 1 gedeckelt durch die für die jeweilige Netzentnahmestelle nach § 9 Absatz 5 anzuwendende monatliche Höchstgrenze. Satz 2 ist nicht auf Schienenbahnen anzuwenden.	2) Der monatliche Entlastungsbetrag ergibt sich nach Maßgabe der §§ 5 bis 11 für jede NetzeEntnahmestelle eines Letztverbrauchers als Produkt aus dem Differenzbetrag nach § 5 und dem Entlastungskontingent nach § 6. Wenn der Letztverbraucher ein Unternehmen ist, ist das Produkt nach Satz 1 gedeckelt durch die für die jeweilige NetzeEntnahmestelle nach § 9 Absatz 5 anzuwendende monatliche Höchstgrenze. Satz 2 ist nicht auf Schienenbahnen anzuwenden. Ist der Letztverbraucher ein Unternehmen ist der Anspruch nach § 9 begrenzt. Die Grenzen stellt die Prüfbehörde nach § 11 fest. Liegt keine Feststellung der Höchstgrenze vor, ist der Anspruch auf	Es sollte einheitlich der Begriff „Entnahmestelle“ verwendet werden. Sinnvoll ist die Verwendung des Begriffs Entlastungskontingent. Er sollte ggf. definiert werden. Darüber hinaus sollten alle Einschränkungen und Erweiterungen des Anspruchs bereits an dieser Stelle ausdrücklich geregelt sein. Dazu gehört die Einschränkung auf eine bestimmte Höhe und die rückwirkende Erweiterung auf einen zusätzlichen Zeitraum. Die Regelungen sind sonst außerordentlich schwer zu verstehen. Nicht auf den ersten Blick verständlich ist, wieso die Prüfung nach § 9 entnahmestellenscharf erfolgt, aber die Mitteilung nach § 11 wieder eine Verteilung

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
	150.000 Euro pro Entnahmestelle begrenzt.	ermöglicht. Die Feststellung in § 11 bezieht sich außerdem auf alle Entnahmestellen und die Begrenzung in § 9 nur auf eine Entnahmestelle.
(3) Der Entlastungsbetrag ist unter dem Vorbehalt der Rückforderung zu gewähren. Der Vorbehalt ist aufzuheben mit der Wertstellung des Ausgleichs der Abrechnung für das Kalenderjahr 2023, die die Vorgaben des § 12 Absatz 3 erfüllt. Abweichend von Satz 2 besteht in den Fällen des § 37 Absatz 1 Satz 2 der Vorbehalt einer Rückforderung nach § 37 Absatz 4 fort.	(3) Der an Unternehmen gezahlte Entlastungsbetrag ist unter dem Vorbehalt der Rückforderung zu gewähren. Der Vorbehalt dient der beihilferechtlichen Rückforderung des Entlastungsbetrages durch die Bundesrepublik Deutschland und ist aufzuheben mit der Wertstellung des Ausgleichs der Abrechnung für das Kalenderjahr 2023, die die Vorgaben des § 12 Absatz 3 erfüllt. Abweichend von Satz 2 besteht in den Fällen des § 37 Absatz 1 Satz 2 der Vorbehalt einer Rückforderung nach § 37 Absatz 4 fort.	Der Vorbehalt muss begründet werden. Gemeint ist hier offenbar der beihilferechtliche Vorbehalt. Für Letztverbraucher, die keine Unternehmen sind, ist ein Vorbehalt nicht nachvollziehbar und endet nie, weil § 12 Abs. 3 auf sie nicht anwendbar ist. Die sich anschließende komplexe Verweiskette bezieht sich nur auf Unternehmen und deren beihilferechtliche Erklärung. Hier sollte auch klar formuliert sein wer zurückfordern kann, eine staatliche Stelle. Es muss klargestellt werden, dass Ansprüche des Staates bei nicht schuldhaftem Verhalten der EVU direkt in der Beziehung Kunde-Staat abgewickelt werden.
(4) Soweit das Elektrizitätsversorgungsunternehmen mit dem Letztverbraucher Abschlagszahlungen oder Vorauszahlungen vertraglich vereinbart hat, hat das Elektrizitätsversorgungsunternehmen den	(4) Soweit das Elektrizitätsversorgungsunternehmen mit dem Letztverbraucher Abschlagszahlungen oder Vorauszahlungen vertraglich vereinbart	

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung	
monatlichen Entlastungsbetrag in den mit dem Letztverbraucher vereinbarten Abschlagszahlungen oder Vorauszahlungen zu berücksichtigen. Wenn zwischen Letztverbraucher und Elektrizitätsversorgungsunternehmen keine Abschlagszahlungen oder Vorauszahlung vertraglich vereinbart sind, erfolgt die Berücksichtigung des monatlichen Entlastungsbetrags die Berücksichtigung in der nächsten Rechnung. Wenn zwischen Letztverbraucher und Elektrizitätsversorgungsunternehmen keine Abschlagszahlungen oder Vorauszahlungen vertraglich vereinbart sind, erfolgt die Berücksichtigung des monatlichen Entlastungsbetrags in der nächsten Rechnung,	hat, hat das Elektrizitätsversorgungsunternehmen den Entlastungsbetrag in den mit dem Letztverbraucher vereinbarten Abschlagszahlungen oder Vorauszahlungen zu berücksichtigen. Entnahmen in den Monaten Januar und Februar 2023 sind abweichend nach § 49 zu berücksichtigen. Wenn zwischen Letztverbraucher und Elektrizitätsversorgungsunternehmen keine Abschlags- oder Vorauszahlung vertraglich vereinbart sind, erfolgt die Berücksichtigung des ist der Entlastungsbetrags durch Berücksichtigung in der nächsten Rechnung zu berücksichtigen.	Für Strom der in den Monaten Januar und Februar entnommen wird, erfolgt die Berücksichtigung abweichend nach § 49. Darauf sollte bereits hier verwiesen werden. Am sinnvollsten wäre es die Regelung in § 49 vorzuziehen, da sie die Ansprüche zumindest in zeitlicher Hinsicht begrenzt. Insgesamt sollte sich die Regelung soweit wie möglich an der Vorgabe für Gas orientieren und zumindest für den Bereich der Standardlastprofilkunden weitestgehend orientieren.	
1. Für Netzentnahmestellen, die der Erzeugung, Umwandlung oder Verteilung von Energie dienen, wenn der Entlastungsbetrag des	Streichen	Es ist nicht sachgerecht, diese Netzentnahmestellen von Ansprüchen	

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung	
Unternehmens insgesamt über 2 Millionen Euro liegt, oder		auszuschließen. Die beihilferechtliche Begründung des Gesetzentwurfs überzeugt nicht, da der Temporary Crisis Framework dies nicht verlangt. Eine sachliche Begründung fehlt und stellt zB Netzbetreiber erheblich schlechter. Auch EVU müssen mit hohen Energiekosten für ihren eigenen Bedarf umgehen.	
[...]			
Wenn Letztverbraucher die Voraussetzungen nach Satz 1 Nummer 1 oder Nummer 2 erfüllen, müssen sie dies ihrem Elektrizitätsversorgungsunternehmen unverzüglich vor der Inanspruchnahme eines Entlastungsbeitrags mitteilen.	Wenn ein Letztverbraucher die Voraussetzungen nach Satz 1 Nummer 1 oder 2 erfüllt, muss er dies seinem Erdgaslieferanten unverzüglich vor der Inanspruchnahme eines Entlastungsbetrags mitteilen. Teilt der Letztverbraucher dem Gaslieferanten die für die Anspruchsberechtigung erforderlichen Angaben nicht mit oder macht er falsche Angaben, ist der Letztverbraucher verpflichtet, den an ihn vom Gaslieferanten ausgezahlten Entlastungsbetrag an die Kreditanstalt für Wiederaufbau zurückzuzahlen.	Es liegt in der Verantwortung des Letztverbrauchers, dass er die gesetzlichen Vorgaben erfüllt. Würde er die Entlastung annehmen, wäre dies strafrechtlich als Subventionsbetrug zu werten. Das EVU kann die Überprüfung nicht vornehmen. Das Risiko von Falschangaben der Kunden hinsichtlich der Berechtigung zum Erhalt des Entlastungsbetrages sowie das des Zahlungsausfalls des Kunden darf nicht den Lieferanten aufgebürdet werden, sondern muss vom Staat getragen werden. Der Staat muss auch Rückforderungen abwickeln.	

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung	
(6) Der Anspruch des Letztverbrauchers auf den Entlastungsbetrag nach Absatz 1 ist unpfändbar. Eine Saldierung durch das Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Rahmen der jeweiligen Kostenabrechnungen mit dem in Satz 1 genannten Anspruch ist zulässig.	§ XXX Unpfändbarkeit Der Anspruch des Letztverbrauchers auf den Entlastungsbetrag nach Absatz 1 ist unpfändbar. Eine Saldierung durch das Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Rahmen der jeweiligen Kostenabrechnungen mit dem in Satz 1 genannten Anspruch ist zulässig.	Auch an dieser Stelle sollte eine Harmonisierung mit der Vorschrift für Gas in einem eigenen Paragraphen erfolgen.	
§ 5 Differenzbetrag			
(1) Der Differenzbetrag ergibt sich bei Tarifen mit nicht zeitvariablen Arbeitspreisen aus der Differenz des für die Belieferung der Entnahmestelle am ersten Tag eines Kalendermonats vertraglich vereinbarten gewichteten durchschnittlichen Arbeitspreises für den gesamten Kalendermonat und dem Referenzenergiepreis nach Absatz 2. Der Differenzbetrag ergibt sich bei Tarifen mit zeitvariablen Arbeitspreisen aus der Differenz des für die Belieferung der Entnahmestelle mit der zeitlichen Gültigkeit	(1) Der Differenzbetrag ergibt sich bei Tarifen mit nicht zeitvariablen Arbeitspreisen aus der Differenz des für die Belieferung der Entnahmestelle am ersten Kalendertag eines Kalendermonats Tag des Liefermonats vertraglich vereinbarten gewichteten durchschnittlichen Arbeitspreises für den gesamten Kalendermonat Liefermonat und dem Referenzenergiepreis nach Absatz 2. Der Differenzbetrag ergibt sich bei Tarifen mit zeitvariablen Arbeitspreisen	Es sollte nicht auf den Kalendermonat abgestellt werden, weil der Liefermonat davon abweichen und dadurch eine komplexe Berechnung erforderlich werden kann. Positiv anzumerken ist, dass hier von Entnahmestelle die Rede ist.	

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung	
der einzelnen vereinbarten Arbeitspreise gewichteten durchschnittlichen Arbeitspreises für den gesamten Kalendermonat und dem Referenzenergiepreis nach Absatz 2. Wenn der gewichtete durchschnittliche Arbeitspreis nach Satz 1 oder 2 am ersten Tag eines Kalendermonats für den gesamten Kalendermonat nicht ermittelt werden kann, ist für die Bestimmung des gewichteten durchschnittlichen Arbeitspreises auf den mit der zeitlichen Gültigkeit der einzelnen vereinbarten Arbeitspreise gewichteten durchschnittlichen Arbeitspreis des Vormonats abzustellen.	aus der Differenz des für die Belieferung der Entnahmestelle mit der zeitlichen Gültigkeit der einzelnen vereinbarten Arbeitspreise gewichteten durchschnittlichen Arbeitspreises für den gesamten Kalendermonat Liefermonat und dem Referenzenergiepreis nach Absatz 2. Wenn der gewichtete durchschnittliche Arbeitspreis nach Satz 1 oder 2 am ersten Tag eines Kalendermonat Liefermonat für den gesamten Kalendermonat Liefermonat nicht ermittelt werden kann, ist für die Bestimmung des gewichteten durchschnittlichen Arbeitspreises auf den mit der zeitlichen Gültigkeit der einzelnen vereinbarten Arbeitspreise gewichteten durchschnittlichen Arbeitspreis des Vormonats abzustellen.		
(2) Der Referenzenergiepreis beträgt für Netzentnahmestellen, an denen			

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
1. bis zu 30 000 Kilowattstunden entnommen werden, 40 Cent pro Kilowattstunde einschließlich Netzentgelten, Messstellenentgelten und staatlich veranlassten Preisbestandteilen, oder	1. bis zu 30 000 Kilowattstunden entnommen werden mit einem Gesamtpreis abgerechnet wird , 40 Cent pro Kilowattstunde einschließlich des verbrauchsunabhängigen Anteils an den Netzentgelten, Messstellenentgelten und staatlich veranlassten Preisbestandteilen einschließlich Umsatzsteuer , oder	Eine Differenzierung innerhalb der Kundengruppe SLP mit mehr oder weniger als 30 MWh ist in den meisten Fällen nur kalkulatorisch möglich. Sie führt zu einem weiteren kritischen Anstieg des Umsetzungsaufwandes. Daher sollte möglichst nach Preismodellen differenziert werden. Darüber hinaus sind Messstellenentgelte und verbrauchsunabhängige Bestandteile des Netzentgeltes Teil des Arbeitspreises.
2. über 30 000 Kilowattstunden entnommen werden, 13 Cent pro Kilowattstunde vor Netzentgelten, Messstellenentgelten und staatlich veranlassten Preisbestandteilen.	2. über 30 000 Kilowattstunden entnommen werden nicht mit einem Gesamtpreis abgerechnet wird, 13Cent pro Kilowattstunde auf den Versorgeranteil nach § 3 Nr. 35a EnWG vor Netzentgelten, Messstellenentgelten und staatlich veranlassten Preisbestandteilen.	Nahezu alle Tarife im Strom sind bis 100.000 kWh – der klassischen Grenze zwischen SPL und RLM – ausgelegt. Unter 100.000 kWh werden in der Regel Netto All-Inklusive-Preise plus USt. abgerechnet. In den Systemen sind für SLP-Tarife keine Arbeitspreise, Netzentgelte etc. separat abgebildet und dementsprechend kann auch für eine Berechnung bei den Kunden zwischen 30.000 kWh und 100.000 kWh nicht auf solche Werte zurückgegriffen werden. Sie müssten erst aufwendig errechnet werden. Dies gilt vor allem auch in der Ersatzversorgung in Niederspannung, die auch für Kunden mit über 30.000 kWh eingreifen kann. Hier muss nach EnWG-Vorgaben ein Gesamtpreis gebildet werden. Eine

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
		Abrechnung nach der Preisformel für einen reinen Energiepreis, wie für die nach § 6 anspruchsberechtigten RLM-Letztverbraucher, würde zu einem Verstoß gegen das EnWG führen. Es kommen unter anderem drei Alternativen in Betracht: • Nutzung der 100.000 kWh – Grenze und Preisdifferenzierung innerhalb der Kundengruppe bis 100.000 kWh (Ersetzen des Grenzwertes 30.000 kWh durch 100.000 kWh) • Nutzung der 30.000 kWh – Grenze und Differenzierung für die Berechnung in der Gruppe • Differenzierung nach Verträgen mit Gesamtpreis und ohne Gesamtpreis (siehe Formulierungsvorschlag) Jegliche abweichende Grenze von 100.000 kWh zur Differenzierung der Anspruchsberechtigungen und der Ermittlung des Differenzbetrages erfordert umfangreiche Anpassungen an den Abrechnungssystemen. Im Gegensatz zu Gas ist

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung	
		im Strombereich eine vielfach höhere Komplexität gegeben. Eine fristgerechte Umsetzung ist unter diesen Voraussetzungen nicht möglich. Ggf. ist hier eine getrennte Handhabung für SLP- und RLM-Kunden möglich. So könnte über einen anderen Centbetrag für SLP-Kunden mit all-inklusive-Verträgen über 30.000 kWh ggf. der gleiche Effekt erzielt werden. Hinsichtlich des Preises sollte in Anlehnung an die Gas- und Wärmeregulungen klargestellt werden, dass auch die Umsatzsteuer ein staatlich veranlasster Preisbestandteils ist.	
Maßgeblich für die Einordnung nach Satz 1 Nummer 1 oder 2 ist im Fall einer Netzentnahmestelle, an der die Netzentnahme			
1. über standardisierte Lastprofile bilanziert wird, die jeweils aktuelle dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen vorliegende Jahresverbrauchsprognose des Netzbetreibers nach § 13 Absatz 1 der Stromnetzzugangsverordnung,	1. über standardisierte Lastprofile bilanziert wird, die jeweils aktuelle Jahresverbrauchsprognose, die dem Vertrag des dem Elektrizitätsversorgungsunternehmens mit dem Letztverbraucher zugrunde liegt. Sollte diese nicht vorliegen, kann auf die Jahresverbrauchsprognose des	Richtig ist, dass auf eine möglichst <u>aktuelle</u> Jahresverbrauchsprognose abzustellen ist. Es ist jedoch aus Gründen der Kommunikation mit den Kunden sinnvoll, auf die letzte verfügbare Jahresverbrauchsprognose <u>des Lieferanten</u> abzustellen, da sie den Wert enthält, der dem Kunden bekannt ist. Dieser Wert bestimmt sich auf der Basis des letzten abgerechneten Verbrauchs. Die Prognosen der Netzbetreiber	

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
	Netzbetreibers zurückgegriffen werden. vorliegende Jahresverbrauchsprognose des Netzbetreibers nach § 13 Absatz 1 der Stromnetzzugangsverordnung,	entsprechen oft nicht genau dem Verbrauch der Kunden. Eine mögliche Anpassung bei Neuanschaffung von Verbrauchsgeräten wie Wärmepumpen kann so ebenfalls schnell ohne das Setzen eines eigenen Zählers berücksichtigt werden. Bei der Gaspreisbremse wird grundsätzlich die Jahresverbrauchsprognose der Lieferanten als Grundlage genommen, es gibt keinen Grund hier eine andere Regelung zu treffen. Ein Rückgriff auf historische bzw. weit zurück liegende Jahresverbrauchsprognosen z.B. 2019 ist in den Abrechnungssystemen nicht abbildbar und liegen in vielen Fällen auch nicht vor (Lieferantenwechsel). Auch ein Antragsverfahren durch Letztverbraucher zur Anpassung der Jahresverbrauchsprognose zur Bestimmung des Mengenkontingent ist im gegebenen Zeitrahmen nicht umsetzbar. Hierfür existieren keine automatisierten Prozesse. Die Jahresverbrauchsprognose, die dem Vertrag des EVU mit dem Letztverbraucher zugrunde liegt, ist der einzige Wert, der eine Umsetzung der

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung	
		Strompreisbremse im Massenkundengeschäft des SLP-Bereichs zuließe. Bei einer Bezugnahme auf die aktuellste Prognose sollte die Corona-Effekte nicht mehr übermäßig zur Geltung kommen, die für viele Haushaltskunden vermutlich zu einem erhöhten Verbrauch und für viele Unternehmen zu einem niedrigeren Verbrauch geführt haben.	
2. nicht über standardisierte Lastprofile bilanziert wird,			
a) die Strommenge, die der zuständige Messstellenbetreiber für das Kalenderjahr 2021 gemessen oder anderweitig festgestellt hat, oder	Die Strommenge, die der zuständige Messstellenbetreiber für das Kalenderjahr 2021 im Abrechnungszeitraum gemessen oder anderweitig festgestellt hat, oder	Unverständlich ist wieso hier auf das Jahr 2021 abgestellt wird. Der Verweis auf ein weiter zurückliegendes Jahr als 2022 ist nicht nachvollziehbar. Diese Daten wären deutlich veraltet. Grundsätzlich wäre es hier möglich und vorzugswürdig, anhand von aktuellen gemessenen Werten für einen Monat (ggf. mit einer Hochrechnung) den Verbrauch zu bestimmen und auch den Entlastungsbetrag abzurechnen. Dies hätte den Vorteil, dass weder Coroneffekte noch zusätzliche Verbrauchsgeräte	

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung	
		wie Wallboxen oder Ladesäulen und Wärmepumpen unberücksichtigt blieben. Darüber hinaus müssten die Werte nicht in die Systeme übertragen werden. Der aktuelle Verbrauch ist darüber hinaus auch ein objektiver Wert.	
b) die nach den Vorgaben nach Satz 3 geschätzte Strommenge, falls Messdaten nicht für den vollen Zeitraum nach Buchstabe a, aber mindestens für drei volle Kalendermonate nach dem 31. Dezember 2021 verfügbar sind.	Streichen	Nicht erforderlich, wenn auf der Grundlage gemessener Werte abgerechnet wird.	
Wenn der Jahresverbrauch nach Satz 2 Nummer 2 Buchstabe b zu schätzen ist, beträgt der anzusetzende Jahresverbrauch den jeden Monat erneut auf ein volles Kalenderjahr hochzurechnenden, vom Messstellenbetreiber laufend gemessenen Verbrauch. Die laufende Hochrechnung nach Satz 3 muss mit dem Monat beginnen, für den erstmals nach dem 31. Dezember 2020 vollständige Messdaten verfügbar sind. Für die laufende Hochrechnung	Wenn der Jahresverbrauch nach Satz 2 Nummer 2 Buchstabe b zu schätzen ist, beträgt der anzusetzende Jahresverbrauch den jeden Monat erneut auf ein volles Kalenderjahr 12 Monate hochzurechnenden, vom Messstellenbetreiber laufend gemessenen Verbrauch. Die laufende Hochrechnung nach Satz 3 muss mit dem Monat beginnen, für den erstmals nach dem 31. Dezember 2020 vollständige Messdaten	Es sollte auf Monate und nicht Kalenderjahr abgestellt werden. Darüber hinaus würde eine Schätzung meist entbehrlich werden wenn die gemessenen Werte genutzt würden.	

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
sind maximal zwölf zusammenhängende Kalendermonate zu verwenden. Für Netzentnahmestellen, an denen eine elektrisch angetriebene Wärmepumpe in Betrieb genommen wird, die über einen eigenen Zählpunkt mit dem Netz verbunden ist, oder eine bereits in Betrieb genommene elektrisch angetriebene Wärmepumpe über einen eigenen Zählpunkt mit dem Netz verbunden ist, ist Satz 2 Nummer 2 Buchstabe b mit der Maßgabe entsprechend anzuwenden, dass eine Schätzung nach den Vorgaben nach Satz 3 bereits dann erfolgt, wenn ein voller Kalendermonat nach dem 31. Dezember 2021 verfügbar ist.	verfügbar sind. Für die laufende Hochrechnung sind maximal zwölf zusammenhängende Kalendermonate Monate zu verwenden. Für Netzentnahmestellen, an denen eine elektrisch angetriebene Wärmepumpe in Betrieb genommen wird, die über einen eigenen Zählpunkt mit dem Netz verbunden ist, oder eine bereits in Betrieb genommene elektrisch angetriebene Wärmepumpe über einen eigenen Zählpunkt mit dem Netz verbunden ist, ist Satz 2 Nummer 2 Buchstabe b mit der Maßgabe entsprechend anzuwenden, dass eine Schätzung nach den Vorgaben nach Satz 3 bereits dann erfolgt, wenn ein voller Kalendermonat nach dem 31. Dezember 2021 verfügbar ist.	Nicht nachvollziehbar ist die Regelung für den Neuanschluss von Wärmepumpen nach einem bestimmten Datum, soweit sie über einen eigenen Zähler verfügen. Diese Fälle bedürfen grundsätzlich keiner anderen Regelung als für alle anderen Neuanschlüsse, die nie eine Jahresverbrauchsprognose auf der Grundlage eines Vorjahreswertes aufweisen. Sinnvoll wäre dagegen eine Regelung für steuerbare Verbrauchsanlagen wie Wärmepumpen und Elektromobile und Netzanschlüsse, bei denen eine PV-Anlage zugebaut worden ist, wenn keine eigene Messung erfolgt. In einem Fall würde auch die aktuelle Jahresverbrauchsprognose zu gering

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung	
		und im anderen ggf. zu hoch sein, wenn die PV-Anlage zum Eigenverbrauch genutzt wird. In diesen Fällen wäre eine Hochrechnung oder eine Schätzung sinnvoll.	
§ 6 Entlastungskontingent			
Der Differenzbetrag nach § 5 wird gewährt für ein Entlastungskontingent. Dieses beträgt pro Kalendermonat für	Der Differenzbetrag nach § 5 wird gewährt für ein Entlastungskontingent. Dieses beträgt pro Kalendermonat Liefermonat für	Der Differenzbetrag sollte die Entnahmestelle pro Liefermonat beziehen. Insbesondere wenn die Regelung wie geplant verlängert wird bis April 2024 ist die Bezugnahme auf das Kalenderjahr nicht sinnvoll. Die Jahresverbrauchsprognose bezieht sich ganz überwiegend auch nicht auf das Kalenderjahr, da es in der Regel nicht mit dem Abrechnungszeitraum von einem Jahr übereinstimmt. Hier sollten auch im Text für Strom und Gas möglichst gleich Begriffe genutzt werden (Entlastungsbetrag – Differenzbetrag).	

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung	
1. Netzentnahmestellen, für die der Referenzenergiepreis nach § 5 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 anzuwenden ist, 80 Prozent			
b) im Fall von Netzentnahmestellen, die nicht über standardisierte Lastprofile beliefert werden, der Netzentnahme [...]			
aa) die der zuständige Messstellenbetreiber für das Kalenderjahr 2021 gemessen oder anderweitig festgestellt hat, geteilt durch zwölf, oder	aa) die der zuständige Messstellenbetreiber für das Kalenderjahr 2021 den Abrechnungsmonat gemessen oder anderweitig festgestellt hat, geteilt durch zwölf, oder	Hier gilt das bereits oben Dargestellte: Ein Abstellen der Entlastungskontingente im RLM-Bereich auf Basis derart historischer Verbräuche ist für die Umsetzung ein weiterer Hinderungsfaktor, der die Komplexität erhöht. Er ist kritisch und widerspricht in einigen Anwendungsfällen dem politischen Wunsch der Wärme- und Verkehrswende. Im RLM-Bereich sollte auf Verbrauchswerte der aktuellen Abrechnungsperiode abgestellt werden. D.h., für jeden Monat, der abgerechnet wird, wird auf gemessen Verbrauchswerte abgestellt. Diese Daten liegen im RLM- und ZSG-Bereich jeweils vor (Entlastungskontingent = 80 % oder 70% des	

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung	
		gemessenen Monatsverbrauch). Es ist daher völlig unklar, warum umständlich auf einen weit zurückliegenden Zeitraum zurückgegriffen wird, der in den Systemen nicht ohne erheblichen Aufwand abrufbar ist und den man dann durch 12 teilt, um dann auf einen Monatswert zu kommen, der von dem gemessenen Wert abweicht. Nicht nachvollziehbar ist der Verweis auf ein noch weiter zurückliegendes Jahr als 2022. Diese Daten wären deutlich veraltet und beziehen einerseits den Coronazeitraum ein und berücksichtigen andererseits Auswirkungen der Energiewende in den letzten 15 Monaten nicht (Anschluss von PV-vor Eigenversorgung und Umstellung von Fahrzeugflotten auf Elektromobile.	
bb) die nach § 5 Absatz 2 Satz 2 Nummer 2 Buchstabe b geschätzt wurde, geteilt durch zwölf,	Streichen	Eine Schätzung ist nicht erforderlich, wenn auf aktuell gemessene Werte abgestellt wird.	
2. Netzentnahmestellen, für die der Referenzenergiepreis nach § 5 Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 anzuwenden ist: 70 Prozent			

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung	
a) im Fall von Netzentnahmestellen, die über standardisierte Lastprofile bilanziert werden, der aktuellen dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen vorliegenden Jahresverbrauchsprognose für die Netzentnahmestelle geteilt durch zwölf oder		Anmerkungen siehe oben (§ 5 Abs. 2)	
b) im Fall von Netzentnahmestellen, die nicht über standardisierte Lastprofile beliefert werden, der Netzentnahme,			
aa) die der zuständige Messstellenbetreiber für den Zeitraum zwischen dem 1. Januar und dem 31. Dezember 2021 gemessen oder anderweitig festgestellt hat, geteilt durch zwölf, oder	aa) die der zuständige Messstellenbetreiber für den Zeitraum zwischen dem 1. Januar und dem 31. Dezember 2021 Abrechnungsmonat gemessen oder anderweitig festgestellt hat, geteilt durch zwölf, oder	Anmerkungen siehe oben (§ 6 1 b) aa).	
bb) die nach § 5 Absatz 2 Satz 2 Nummer 2 Buchstabe b geschätzt wurde, geteilt durch zwölf,	Streichung	Es bedarf keiner Schätzung, wenn aktuell gemessene Werte zugrunde gelegt werden.	
Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Letztverbraucher können einvernehmlich eine		Unglücklich ist, dass im Strom das Kontingent geteilt wird und im Gas der Entlastungsbetrag (§	

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung	
von Satz 2 abweichende monatliche Verteilung des Jahreskontingents in den Fällen des § 5 Absatz 2 Satz 2 Nummer 2 mit Wirkung für den verbleibenden Entlastungszeitraum vereinbaren.		8 Abs. 1). Das schafft unnötig Verwirrung und Mehraufwand, weil beides programmiert werden müsste. Die Aufteilung erhöht grundsätzlich die Komplexität und sollte daher gestrichen werden. Sollte sie beibehalten werden sollten für Strom und Gas- und Wärme einheitlich entweder der Betrag oder das Kontingent geteilt werden, um den Umsetzungsaufwand zu begrenzen. Wir plädieren, für die Teilung des	
§ 7 Entlastungsbetrag von sonstigen Letztverbrauchern			
(1) Soweit Letztverbraucher Strom verbrauchen, der einer Netzentnahmestelle ohne Lieferung eines Elektrizitätsversorgungs-unternehmens entnommen wird, haben diese sonstigen Letztverbraucher gegenüber dem regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber einen Anspruch auf Absenkung der Stromkosten in Höhe	(1) Soweit Letztverbraucher Strom verbrauchen, der einer Netzentnahmestelle ohne Lieferung eines Elektrizitätsversorgungs-unternehmens entnommen wird, haben diese sonstigen Letztverbraucher gegenüber dem regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber einen Anspruch auf Absenkung der Stromkosten in Höhe des monatlichen	Die Regelungen für Strom und Gas sind hier zu harmonisierten. Grundsätzlich sollte die Bearbeitung wie im Gasbereich an zentraler staatlicher Stelle erfolgen und auch für alle Letztverbraucher gelten, die desintegrierte Verträge haben und ein Portfolio bei einem Lieferanten beschaffen (eine Gesamtmenge für alle Lieferstellen). Hier hat der Lieferant Kenntnis darüber, für welche Lieferstelle welche Menge geliefert wurde. Das gleich gilt, wenn der Kunde von zwei Lieferanten beliefert wird. Die	

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
des monatlichen Entlastungsbetrags nach dem nachfolgenden Absatz.	Entlastungsbetrags nach dem nachfolgenden Absatz. Soweit Letztverbraucher Strom an einer Entnahmestelle aus dem Netz entnehmen, den sie selbst oder mit ihnen verbundene Unternehmen verbrauchen, haben sie gegenüber [der staatlichen Stelle] einen Anspruch auf Erstattung in Höhe des monatlichen Entlastungsbetrags nach dem nachfolgenden Absatz, wenn der Letztverbraucher 1. in einen eigenen Bilanzkreis einspeist 2. auf der Grundlage von Verträgen beliefert wird, für die Absicherungsgeschäfte für den zeitlichen Anwendungsbereich gemäß § 1 getätigt worden sind oder werden, 3. wenn die zugrunde liegenden Lieferverträge zumindest teilweise indiziert sind oder 4. von mehreren Lieferanten beliefert wird.	Abwicklung der Entlastung über den ÜNB ist insgesamt fraglich und extrem aufwendig. Der Anspruch muss abhängen von der Finanzierung des ÜNB.

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung	
7. ist § 49 mit der Maßgabe entsprechend anzuwenden, dass anstelle des Elektrizitätsversorgungsunternehmens der für die betreffende Netzentnahmestelle regelzonenverantwortliche Übertragungsnetzbetreiber zur Auszahlung verpflichtet ist und im Rahmen der Bestimmung des Differenzbetrages nach § 5 Absatz 1 anstelle des vereinbarten durchschnittlichen Strompreises die für die Belieferung der Netzentnahmestelle im Vormonat abgerechneten, mit der zeitlichen Gültigkeit gewichteten durchschnittlichen Beschaffungskosten an der betreffenden Netzentnahmestelle heranzuziehen sind.			
§ 8 Lieferantenwechsel			
	Vorbemerkung: Die Regelungen zum Lieferantenwechsel sind in dieser Form nicht umsetzbar und sollten soweit möglich wie beim Gas gestaltet sein, wobei eine 1:1 Übertragung allerdings nicht möglich ist. Diese Prozesse müssten bei Lieferanten erst mit sehr hohem manuellem und		

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung	
	zeitlichem Aufwand eingerichtet werden. Die Umsetzung ist sehr aufwendig und ist aufgrund fehlender automatischer Marktprozesse nicht rechtzeitig umsetzbar.		
Bei einem Wechsel des eine Netzentnahmestelle beliefernden Elektrizitätsversorgungsunternehmens im Kalenderjahr 2023.			
1. sind die in eine nach § 5 Absatz 2 Satz 2 Nummer 2 Buchstabe b erfolgte Schätzung eingeflossenen Ergebnisse auch für den neuen Lieferanten verbindlich,		s. oben	
2. ist eine nach § 6 Absatz 1 Satz 3 getroffene Vereinbarung zwischen dem Letztverbraucher und dem ursprünglichen Elektrizitätsversorgungsunternehmen für den Zeitraum, in dem das ursprüngliche Elektrizitätsversorgungsunternehmen die Netzentnahmestelle beliefert hat, auch für das neue Elektrizitätsversorgungsunternehmen verbindlich und		s. oben	

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung	
3. dürfen dem Letztverbraucher Entlastungsbeträge von dem neuen Elektrizitätsversorgungsunternehmen erst gewährt werden, wenn der Letztverbraucher dem neuen Elektrizitätsversorgungsunternehmen die Abrechnung des ursprünglichen Elektrizitätsversorgungsunternehmens vorgelegt hat oder anderweitig sichergestellt wird, dass die neuen Entlastungsbeträge ein Entlastungskontingent zugrunde legen, welches dem Letztverbraucher zusteht.		§ 8 ist operativ im Massenkundengeschäft sehr aufwendig umzusetzen. Diese Prozesse müssten bei Lieferanten erst mit sehr hohem manuellem und zeitlichem Aufwand eingerichtet werden.	
§ 9 Höchstgrenzen			
	Vorbemerkung: Die gesamten Regelungen zu Höchstgrenzen sind im höchsten Maße komplex, stellen alle Beteiligten vor erhebliche und bei einer kurzfristigen Umsetzung nicht lösbare Herausforderungen und sind auch im Bezug zur Ermittlung der Erstattungsansprüche zugunsten der Lieferanten relevant. Die Berücksichtigung dieser Vorgaben kann nicht automatisiert erfolgen. Die Komplexität in den vorliegenden Regelungen führt dazu, dass eine Umsetzung der Strompreisbremse fristgerecht nicht zu gewährleisten ist. Eine Vereinfachung ist dringend erforderlich (siehe auch Anmerkungen zur Gas- und Wärmepreisbremse).		

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
	Die Einhaltung von Höchstgrenzen kann nicht vom Lieferanten validiert werden. Einem Lieferanten ist nicht bekannt, ob der Nicht-Haushaltskunde ggf. bei einem anderen Lieferanten an weiteren Entnahmestellen beliefert wird. Ferner kennen EVU die verbundenen Unternehmen nicht, geschweige denn, welchen Entlastungsbetrag diese ggf. von dritter Stelle erhalten haben. Es bedarf einer Klarstellung im Gesetz, dass keinerlei Prüfpflicht und Haftung für die Lieferanten bestehen. Unzulässige Beihilfen müssen allein über den Letztverbraucher und den Staat rückabgewickelt werden.	
(1) Wenn der Letztverbraucher ein Unternehmen ist, darf die Entlastungssumme für sämtliche Netzentnahmestellen des Letztverbrauchers und sämtliche Netzentnahmestellen von den mit dem Letztverbraucher verbundenen Unternehmen vor Abzug von Steuern und sonstigen Abgaben insgesamt nicht übersteigen:	(1) Wenn der Letztverbraucher ein Unternehmen ist, darf die Entlastungssumme für sämtliche Netzentnahmestellen des Letztverbrauchers und sämtliche Netzentnahmestellen von den mit dem Letztverbraucher verbundenen Unternehmen vor Abzug von Steuern und sonstigen Abgaben insgesamt nicht übersteigen und er ist verpflichtet, etwaige übersteigende Entlastungen bei der zuständigen Behörde anzuzeigen und zurückzuzahlen:	Dem Lieferanten und dem Netzbetreiber ist nicht bekannt, für welchen Zweck Elektrizität verbraucht wird. Wörtlich ist hier wegen des Begriffs „Netzentnahme“ nur auf Strom abgestellt. Insgesamt geht es aber um alle staatlichen Maßnahmen. Außer dem Letztverbraucher selbst kennt ggf. niemand die genaue Zahl der Entnahmestellen. Sie müssen nicht im gleichen Netzgebiet oder in der gleichen Regelzone liegen. Deswegen sollte hier klar sein, dass zwar der Anspruch begrenzt ist, aber niemand außer dem Letztverbraucher und ggf. der zuständigen Behörde dies prüfen und

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung	
		sicherstellen kann.	
[...]			
(5) Die für die jeweilige Netzentnahmestelle pro Kalendermonat anzuwendende Höchstgrenze		Abstellung auf Kalendermonat nicht auf alle Lieferkonstruktionen anwendbar, besser: Liefermonat.	
1. beträgt 150 000 Euro, solange			
a) keine Mitteilung des Letztverbrauchers nach § 30 Absatz 1 Nummer 1 vorliegt und		§ 30 bezieht sich nicht nur auf eine Entnahmestelle, sondern auf alle. Vor diesem Hintergrund ist die vorliegende Regelung nicht verständlich.	
[...]			
(6) Für Entlastungsbeträge, die über die nach Absatz 5 Nummer 1 und 2 Buchstabe a anzuwendende monatliche Höchstgrenze hinaus von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen gewährt werden, besteht kein Anspruch auf Belastungsausgleich nach § 20 oder § 7.		Diese Regelung ist mit Nachdruck abzulehnen. Siebürdet dem Unternehmen die Prüfaufgaben auf, die eigentlich dem Staat obliegen und wälzt die Haftung und die Verantwortung für die Umsetzung der extrem komplex gestalteten Abläufe auf die Unternehmen ab. Sie geht davon aus, dass der Lieferant eine Verantwortung zur umfänglichen Prüfung der jeweiligen Obergrenzen hat. Diese eigentlich	

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
		staatliche Aufgabe können weder die ÜNB noch die Lieferanten übernehmen. Darüber hinaus ist unklar, wie die ÜNB diese Voraussetzung überprüfen sollen. Sie muss spartenübergreifend und im Hinblick auf alle staatlichen Entlastungsmaßnahmen greifen. Die Regelung ist auch systematisch nicht sinnvoll eingeordnet. Würde sie Eingang finden, gehört sie thematisch zur Erstattung durch vorzugsweise eine staatliche Stelle (hier im Entwurf durch die ÜNB) und zur Entlastung. Sie den Erstattungsanspruch des Versorgers und den Entlastungsanspruch des Letztverbrauchers. Begriff „Belastungsausgleich“ wird in § 20 nicht verwendet. Dort geht es um einen Anspruch auf Erstattung. Darüber hinaus liegt auch keine Mitteilung vor, wenn es sich an der Entnahmestelle nicht um ein Unternehmen handelt. Letztlich ist damit auch die Gewährung des Entlastungsbetrages bedingt und kann ohne eine Erklärung nicht gewährt werden. Wenn dies der Fall ist, dürfte auch der Entlastungsanspruch nicht bestehen und nicht nur die Erstattung nicht erfolgen.

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung	
		Insgesamt ist die Regelung verwirrend und kompliziert, schon durch die vielen Verweise.	
[...]			
§ 11 Verfahren der Feststellung der anzuwenden Höchstgrenzen, Einzelnotifizierung			
(1) Auf Antrag des Letztverbrauchers stellt die Prüfbehörde netzentnahmestellenbezogen für Strom und entnahmestellenbezogen für leitungsgebundenes Erdgas und Wärme für sämtliche Netzentnahme- und Entnahmestellen eines Letztverbrauchers oder Kunden eines Wärmeversorgungsunternehmens (Kunde) sowie dessen verbundener Unternehmen fest:			
1. dass ein Letztverbraucher oder Kunde			
[...]			
(7) Soweit sich aus der Entscheidung der Prüfbehörde eine Abweichung von der Selbsteinschätzung des Letztverbrauchers oder Kunden nach § 30 Absatz 1 Nummer 1 dieses Gesetzes oder § 22 des Erdgas-Wärme-		Die Korrektur ggf. bereits erteilter Vergünstigungen darf nicht über das EVU abgewickelt werden.	

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung	
Preisbremsengesetzes ergibt, hat die Prüfbehörde in ihrem Bescheid auch die Korrektur dieser Abweichung mit der Abrechnung nach § 12 Absatz 3 dieses Gesetzes oder § 20 Absatz 2 des Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetzes anzuordnen. Nähere Vorgaben zu dem Verfahren nach Satz 1 regelt die Rechtsverordnung nach § 48 Nummer 2.			
§ 12 Vorgaben zur Vertragsgestaltung, Abrechnung und Endabrechnung			
	Vorbemerkung: Die Regelungen in § 12 und die entsprechenden Vorgaben für Gas weichen sprachlich voneinander ab und verkomplizieren die ohnehin überkomplexe Regelung noch weiter. Hier sollte dringend eine Harmonisierung mit der Regelung für Gas erfolgen. (siehe auch § 20 Abs. 2 Satz 3) Außerdem sind die Vorgaben ab Absatz 2 nicht in dem zeitlich vorgesehen Rahmen umsetzbar.		
(1) Ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen darf im Zusammenhang mit einem Vertrag über die Belieferung eines Letztverbrauchers mit Strom, den er im Zeitraum vom 1. Januar 2023 bis zum Ablauf des 31. Dezember 2023 schließt, weder unmittelbare noch mittelbare	(1) Ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen darf im Zusammenhang mit einem Vertrag über die Belieferung eines Letztverbrauchers mit Strom, den er im Zeitraum vom 1. Januar 2023 bis zum Ablauf des 31. Dezember 2023 schließt,		

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
Vergünstigungen oder Zugaben gewähren, die insgesamt einen Wert von 50 Euro pro Netzentnahmestelle des Letztverbrauchers, die das Elektrizitätsversorgungsunternehmen beliefert, überschreiten. Ein Zuwiderhandeln gegen Satz 1 stellt einen Rechtsbruch im Sinn des § 3a des Gesetzes gegen den unlauteren Wettbewerb dar.	weder unmittelbare noch mittelbare Vergünstigungen oder Zugaben gewähren, die insgesamt einen Wert von 50 Euro pro Netzentnahmestelle des Letztverbrauchers, die das Elektrizitätsversorgungsunternehmen beliefert, überschreiten, damit die Letztverbraucher in einen Liefervertrag über leitungsgebundenes Erdgas mit ihm abschließen oder von einem anderen Lieferanten zu ihm wechseln. Ein Zuwiderhandeln gegen Satz 1 stellt einen Rechtsbruch im Sinn des § 3a des Gesetzes gegen den unlauteren Wettbewerb dar.	
Ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen darf für eine Entnahmestelle eines von ihm belieferten Letztverbrauchers für die Monate, in denen der Letztverbraucher eine Entlastung nach § 4 erhält, nur einen Grundpreis vereinbaren, den er aufgrund des Stromlieferungsvertrags mit dem Letztverbraucher am 30. September 2022 verlangen konnte. Ein anderer Grundpreis darf nur vereinbart werden, soweit sich nach dem 30. September 2022 die	Ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen darf für eine Entnahmestelle eines von ihm belieferten Letztverbrauchers für die Monate, in denen der Letztverbraucher eine Entlastung nach § 4 erhält, nur einen Grundpreis vereinbaren, den er aufgrund des Stromlieferungsvertrags mit dem Letztverbraucher am 30. September 2022 verlangen konnte. Ein anderer Grundpreis darf nur vereinbart werden, soweit sich	Die Regelungen zum Grundpreis generell sind zwischen Strom und Gas identisch. Für Strom ist der sinnvolle Zusatz aufgenommen, dass solche Änderungen der Grundpreise, die vor dem 25. November angekündigt wurden, nicht von dem Verbot erfasst sind. Das erscheint sinnvoll. Messstellenbetrieb und Messung können nicht mehr auseinanderfallen. Daher ist die Unterscheidung nicht sinnvoll.

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
im Grundpreis enthaltenen Netzentgelte, Entgelte für den Messstellenbetrieb und die Messung oder staatlich veranlassten Preisbestandteile geändert haben oder die Änderung des Grundpreises vor dem 25. November 2022 gegenüber den Letztverbrauchern angekündigt worden ist. Eine Vereinbarung über den Grundpreis ist unwirksam, soweit darin ein anderer Grundpreis vereinbart wurde als nach den Sätzen 1 und 2 vereinbart werden durfte.	nach dem 30. September 2022 die im Grundpreis enthaltenen Netzentgelte, Entgelte für den Messstellenbetrieb und die Messung signifikante Steigerungen von Vertriebskosten oder staatlich veranlassten Preisbestandteile geändert haben oder die Änderung des Grundpreises vor dem 25. November 2022 gegenüber den Letztverbrauchern angekündigt worden ist. Eine Vereinbarung über den Grundpreis ist unwirksam, soweit darin ein anderer Grundpreis vereinbart wurde als nach den Sätzen 1 und 2 vereinbart werden durfte.	Dennoch muss der Text klarstellen, dass sich auch Vertriebskosten insbesondere aber nicht ausschließlich durch die Inflation, Tarifabschlüsse und zusätzliche Aufwände für die Umsetzung der Soforthilfe und der Preisbremsen möglich sind.
(2) Elektrizitätsversorgungsunternehmen müssen in ihren Rechnungen für Elektrizitätslieferungen an Letztverbraucher neben den Angaben nach den §§ 40 bis 40c des Energiewirtschaftsgesetzes netzentnahmestellebezogen zusätzlich gesondert ausweisen sowie bis zum Ablauf des 15. Februars 2023 in Textform mitteilen:	(2) Elektrizitätsversorgungsunternehmen müssen in ihren Rechnungen für Elektrizitätslieferungen an Letztverbraucher neben den Angaben nach den §§ 40 bis 40c des Energiewirtschaftsgesetzes netzentnahmestellebezogen nach § 40 Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes zusätzlich gesondert ausweisen sowie bis	Die Regelungen in § 12 sind hinsichtlich der Endabrechnung nicht umzusetzen. Lieferanten müssten die Einhaltung der Entlastungsgrenzen monitoren und vollständige Rückforderung managen. Dies wäre nur manuell möglich und würde einen unzumutbaren Aufwand bedeuten. Die entsprechenden Regelungen ab Absatz 2 sind zu streichen. Grundsätzlich sind auch hier die Formulierungen zwischen Strom und Gas zu harmonisieren, um

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
	zum Ablauf des 15. Februars 2023 in Textform mitteilen:	Missverständnissen vorzubeugen und Unsicherheiten durch die Verwendung verschiedenen Formulierungen zu begegnen. Diese Regelung ist nicht nachvollziehbar. Absatz 2 stellt auf die Abrechnung ab. Nicht jeder Kunde erhält eine Abrechnung zum 25. Februar. Zu diesem Zeitpunkt kann es auch nicht um gewährte Entlastungsbeträge gehen, sondern höchstens um zu erwartende Entlastungsbeträgen. Ein reines Informationsschreiben ist auch abzulehnen, da die Informationen im Netz verfügbar gemacht werden müssen und eine zusätzliche Information in Textform an jeden Kunden den Aufwand unnötig erhöht und steht der fristgemäßen Umsetzung des Gesetzes entgegen.
1. die Höhe der dem Letztverbraucher im Abrechnungszeitraum gewährten Entlastungsbeträge und	1. die Höhe der dem Letztverbraucher durch das Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Abrechnungszeit-raum gewährten Entlastungs-beträge und	Die entsprechende Regelung im Gasbereich regelt, dass folgendes mitzuteilen ist in der Abrechnung beim Lieferantenwechsel: „das bislang an der Entnahmestelle gewährte Entlastungskontingent, absolut sowie als Prozentsatz in Relation zu dem nach § 10 Absatz 2 oder § 17 insgesamt zu-stehenden

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung	
		Entlastungskontingent,“	
2. das dem Letztverbraucher im Abrechnungszeitraum insgesamt gewährte Entlastungskontingent absolut sowie als Prozentsatz in Relation zu dem Referenzwert nach § 6, der dem Entlastungskontingent zugrunde liegt.		Der Begriff Referenzwert wird in § 6 nicht genutzt. Der Begriff taucht auch in der sonst identischen Regelung zu Gas nicht auf. Die entsprechende Regelung im Gasbereich regelt, dass folgendes mitzuteilen ist in der Abrechnung beim Lieferantenwechsel in § 23 der Gaspreisbremse: • den Referenzpreis, der dem Entlastungskontingent zugrunde liegt, und die Angabe, auf welcher Basis dieser gebildet wurde, sowie • die Höhe der Entlastungsbeträge, die dem Letztverbraucher oder Kunden im Abrechnungszeitraum gewährt worden sind.	
(3) Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die einen Letztverbraucher an einer Netzentnahmestelle am 31. Dezember 2023 beliefern, müssen spätestens drei Monate nach	(3) Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die einen Letztverbraucher an einer Netzentnahmestelle am 31. Dezember 2023 beliefern, müssen spätestens drei	Das EVU kann nur die von ihm belieferten Lieferstellen und Entlastungskontingente berücksichtigen.	

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung	
der Mitteilung des Letztverbrauchers nach § 30 Absatz 1 Nummer 2 oder der Nichtmitteilung nach § 30 Absatz 2 eine Endabrechnung über die gewährten Entlastungsbeträge erstellen, die netzentnahmestellenbezogen	Monate nach der Mitteilung des Letztverbrauchers nach § 30 Absatz 1 Nummer 2 oder der Nichtmitteilung nach § 30 Absatz 2 eine Endabrechnung über die von ihnen gewährten Entlastungsbeträge erstellen, die netzentnahmestellenbezogen		
1. neben den Angaben nach Absatz 2, im Fall eines Lieferantenwechsels im Kalenderjahr 2023 die dem Letztverbraucher an der betreffenden Netzentnahmestelle insgesamt gewährten Entlastungsbeträge und das insgesamt gewährte Entlastungskontingent im Kalenderjahr 2023 absolut sowie als Prozentsatz in Relation zu dem Referenzwert nach § 6, der dem Entlastungskontingent zugrunde liegt, ausweist und		Diese Aufstellung können die betroffenen Letztverbraucher am besten selbst erstellen. Unklar bleibt, wieso das EVU diese Aufstellung machen muss. Alle Werte liegen in den Rechnungen vor und sind nachweisbar. Hier ist unklar, was genau der Referenzwert ist und welcher Wert hier genau angegeben werden soll. Die dem errechneten Kontingent zugrunde liegende Verbrauchprognose oder der prozentuale Anteil am aktuellen Verbrauch.	
2. sicherstellt, dass	Streichen	Die Endabrechnung kann nichts sicherstellen, sondern höchstens etwas transparent machen. Eine Sicherstellung ist grundsätzlich im Nachhinein – bei der Endabrechnung der Entlastung - nie möglich.	

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung	
		Hierfür müssen vereinfachte Regelungen getroffen werden. Zum Zeitpunkt der Jahresendabrechnung sind die Entlastungsbeträge bereits berücksichtigt worden. Letztverbraucher müssen verantwortlich für die Einhaltung der Höchstgrenzen sein Das EVU darf nicht haften. Rückforderungen oder Beschwerden müssen im Verhältnis Kunde-Staat abgewickelt werden.	
a) das dem Letztverbraucher tatsächlich gewährte Entlastungskontingent die Höchstgrenzen des § 6 nicht überschreitet und	Streichen	Auch das kann EVU nur für die von ihm belieferten Lieferstellen sicherstellen. Übernimmt der EVU die Belieferung einer Entnahmestelle, für die das Kontingent bereits überschritten ist, ist eine Sicherstellung nicht möglich.	
b) bei Letztverbrauchern, die	Streichen		
aa) bis zum 31. März 2024 keine Mitteilung nach § 30 Absatz 2 oder eine Mitteilung nach § 30 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe d abgegeben haben, die dem Letztverbraucher von dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen	Streichen	EVU kann im Nachhinein nicht sicherstellen, dass der Letztverbraucher die nicht überschreitet, insbesondere wenn der Lieferant im betreffenden Zeitraum gewechselt hat. Zudem sind die in Paragraph 30 genannten Beträge übergreifend und nicht auf Entnahmestellen bezogen auch hier kann das EVU nur Aussage treffen für die Entnahmestellen, die er beliefert hat aber nicht	

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung	
en gewährten Entlastungsbeträge in Summe den Wert von 2 Millionen Euro nicht überschreitet,-		für sämtliche Lieferstellen des Letztverbrauchers. Es stellt sich zudem die Frage ob woher der Netzbetreiber weiß wann die Mitteilung nach Paragraph 30 Absatz 2 oder nach Paragraph 30 absatz 1 Nummer 2 erfolgt das, soweit er den Letztverbraucher zu diesem Zeitpunkt nicht beliefert hat	
bb) eine Mitteilung nach § 30 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe c abgegeben haben, die dem Letztverbraucher	Streichen	Siehe oben	
aaa) gewährte Entlastungssumme den Betrag von 4 Millionen Euro in Umsetzung des Prüfvermerks des Prüfers nicht überschreitet,	Streichen	Siehe oben	
bbb) von dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen gewährten Entlastungsbeträge die Höchstgrenze des § 9 Absatz 2 Nummer 1	Streichen	Siehe oben	

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung	
Buchstabe d nicht überschreitet,			
cc) eine Mitteilung nach § 30 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe b abgegeben haben, die dem Letztverbraucher	Streichen	Siehe oben	
aaa) gewährte Entlastungssumme den in dem Bescheid nach § 11 ausgewiesenen Höchstgrenzen nach § 9 Absatz 1 in Umsetzung der Vorgaben des Bescheides nicht überschreitet,	Streichen	Siehe oben	
bbb) von dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen gewährten Entlastungsbeträge die in dem Bescheid nach § 11 ausgewiesenen Höchstgrenzen nach § 9 Absatz 2 nicht überschreitet.	Streichen	Siehe oben	

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung	
(4) Elektrizitätsversorgungsunternehmen müssen an einer Netzentnahmestelle gewährte Entlastungsbeträge vollständig zurückfordern, wenn der Letztverbraucher für diese Netzentnahmestelle eine Mitteilung nach § 30 Absatz 1 Nummer 1 abgegeben, aber bis zum 31. Dezember 2024 keine Mitteilung nach § 30 Absatz 1 Nummer 2 abgegeben hat.	(4) Elektrizitätsversorgungs-unter-nehmen müssen Die [Behörde] muss an einer Netzentnahmestelle Entnahmestelle gewährte Entlastungsbeträge vollständig zurückfordern, wenn der Letztverbraucher für diese Netzentnahmestelle Entnahmestelle eine Mitteilung nach § 30 Absatz 1 Nummer 1 abgegeben, aber bis zum 31. Dezember 2024 keine Mitteilung nach § 30 Absatz 1 Nummer 2 abgegeben hat.	Die Rückforderungsansprüche muss die Bundesrepublik Deutschland geltend machen. EVU können vor erhebliche Liquiditätsprobleme gestellt werden, wenn ein Letztverbraucher der Rückforderung der Entlastungsbeiträge nicht nachkommt, aber der Staat diese wiederum beim EVU einfordert.	
Teil 3 Abschöpfung von Überschusserlösen			
§ 13 Anwendungsbereich			
(1) Dieser Teil anzuwenden auf			
1. Strommengen, die nach dem 30. November 2022 und vor dem 1. Juli 2023 im Bundesgebiet erzeugt wurden, und			
[...]			

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
(2) Die Bundesregierung überprüft bis zum 31. Mai 2023 die Notwendigkeit einer Verlängerung des zeitlichen Anwendungsbereichs dieses Teils und berichtet hierüber dem Bundestag. Bei dieser Überprüfung berücksichtigt die Bundesregierung die allgemeine Stromversorgungslage in der Bundesrepublik Deutschland, die Entwicklung der Strompreise und den Bericht der Europäischen Kommission nach Artikel 20 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2022/1854 des Rates vom 6. Oktober 2022 über Notfallmaßnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise (ABl. L 261 I/1 vom 7. Oktober 2022). Soweit und solange eine Verlängerung des zeitlichen Anwendungsbereichs im Hinblick auf die Strompreisentwicklung oder das Funktionieren des Strommarktes gerechtfertigt ist, erlässt die Bundesregierung eine Verordnung nach § 47 Nummer 2. In der Verordnung kann die Bundesregierung den zeitlichen Anwendungsbereich nach Absatz 1 verlängern, höchstens jedoch bis zum 30. April 2024.	(2) Die Bundesregierung überprüft bis zum 31. Mai 2023 die Notwendigkeit einer Verlängerung des zeitlichen Anwendungsbereichs dieses Teils und berichtet hierüber dem Bundestag. Bei dieser Überprüfung berücksichtigt die Bundesregierung, das Kosten- Nutzen-Verhältnis der Abschöpfung auch unter Beachtung der Belastung der zur Abwicklung in Dienst genommenen Unternehmen, die allgemeine Stromversorgungslage in der Bundesrepublik Deutschland, die Entwicklung der Strompreise und den Bericht der Europäischen Kommission nach Artikel 20 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2022/1854 des Rates vom 6. Oktober 2022 über Notfallmaßnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise (ABl. L 261 I/1 vom 7. Oktober 2022). Soweit und solange eine Verlängerung des zeitlichen Anwendungsbereichs im Hinblick auf die Strompreisentwicklung oder das Funktionieren des Strommarktes gerechtfertigt ist, erlässt die Bundesregierung, mit Zustimmung des	Es besteht die Gefahr, dass die Kosten zur Durchführung dieses Gesetzes durch sinkende Marktpreise in keinem Verhältnis mehr zu den eingenommenen Geldern stehen beziehungsweise sogar das Verhältnis negativ wird. Daher ist auch dieser Aspekt mit zu überprüfen. Je länger die Krisenmaßnahme dauert desto stärker fallen die negativen Effekte auf den Terminmarkt aus und umso größer wird die Verunsicherung in Bezug auf Investitionen in die Energiewende, die dringend benötigt werden. Verlängerung und Verordnungsermächtigung streichen und die Maßnahme eindeutig bis zum 30. Juni 2023 befristen.

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung	
	deutschen Bundestages, eine Verordnung nach § 46 47 Nummer 32. In der Verordnung kann die Bundesregierung den zeitlichen Anwendungsbereich nach Absatz 1 verlängern, höchstens jedoch bis zum 30. April 2024 31. Dezember 2023		
(3) Dieser Teil ist nicht anzuwenden auf			
1. Strom aus Stromerzeugungsanlagen, wenn sie in einem Kalendermonat Strom ausschließlich oder ganz überwiegend auf Basis von leichtem Heizöl, Flüssiggas, Erdgas, Biomethan, Steinkohle, Gichtgas, Hochofengas, Kokereigas oder Sondergasen aus Produktionsprozessen der Chemieindustrie und der Rußindustrie erzeugen,			
[...]			
2. Strom aus			
a) Erneuerbare-Energien-Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 1 Megawatt, wobei zur Bestimmung der	„Erneuerbare-Energien-Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 1 Megawatt, wobei zur Bestimmung der	Der BDEW lehnt die förderseitige Zusammenfassung (§ 24 Abs. 1 EEG 2021) zur Bestimmung der de minimis-Grenze von 1 MW	

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung	
installierten Leistung § 3 Nummer 31 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Bestimmung der Größe der Stromerzeugungsanlage § 24 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes entsprechend anzuwenden sind,	installierten Leistung § 3 Nummer 31 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zu Bestimmung der Größe der Stromerzeugungsanlage § 24 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes § 5 Abs. 1 Satz 2 MaStRV entsprechend anzuwenden sind,	weiter ab (so auch schon in der SN). Sie führt zu Ungleichbehandlungen von kleineren EE-Anlagen. Stattdessen soll auch bei EE-Anlagen die „Stromerzeugungsanlage“ maßgeblich sein. Solaranlagen sollen nach § 5 Abs. 1 Satz 2 MaStRV zusammengefasst werden (von demselben Betreiber am selben Standort gleichzeitig in Betrieb genommen).	
b) KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von bis zu 1 Megawatt, wobei zur Bestimmung der elektrischen Leistung § 2 Nummer 7 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes und zur Bestimmung der Größe der Anlage § 2 Nummer 14 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes entsprechend anzuwenden sind, oder	„...und zur Bestimmung der Größe der Anlage § 2 Nummer 14 Satz 1 1. Teilsatz und 3. Teilsatz Halbsatz und Satz 2 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes entsprechend anzuwenden sind, oder...“	Die förderseitige Zusammenfassung (§ 2 Nr. 14 Satz 1 2. Halbsatz KWKG) zur Bestimmung der de minimis-Grenze von 1 MW wird abgelehnt, da sie zu Ungleichbehandlungen von kleineren KWK-Anlagen führt.	
c) sonstigen Stromerzeugungsanlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 1 Megawatt,	c neu) Strom, der durch die Nutzung von Kuppelprodukten wie bspw. Klärgas produziert wird“ C alt wird zu d neu) c) (bzw. d) sonstigen Stromerzeugungsanlagen und	Die Stromerzeugung durch Klärgas als Kuppelprodukt sollte von einer Begrenzung ausgenommen sein, da Klärgas aus Kläranlagen durch den Reinigungsprozess unweigerlich anfällt und in hocheffizienten BHKW zu Strom und Wärme umgewandelt wird. Werden diese unwirtschaftlich, müsste das Klärgas abgefackelt	

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung	
	Energiespeicheranlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 1 Megawatt,	werden. Es sollte vermieden werden, dass mit Inkrafttreten der neuen Definition einer Energiespeicheranlage in 2023 diese ggf. Nicht mehr unter den Begriff der Stromerzeugungsanlage fallen. Notfalls Klarstellung in der Begründung.	
4. Strom, der von einem Stromspeicher erzeugt wurde, der ausschließlich Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung verbraucht, oder	4. Strom, der von einem Stromspeicher erzeugt wurde , der ausschließlich Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung verbraucht, oder einem Pumpspeicherkraftwerk erzeugt wurde, oder	Wegen ihrer Unabdingbarkeit für die Netz- und Systemstabilität sind Pumpspeicherkraftwerke von der Abschöpfung auszunehmen.	
	6. Strom zum Eigenverbrauch unter Nutzung des Netzes	Durch die Bezugnahme auf "Strom, der ohne Netznutzung verbraucht wird", fallen Eigenverbrauchsversorgungen, die das öffentliche Netz nutzen (insb. Fälle des § 61f EEG 2021) ebenfalls unter die Abschöpfung, ohne dass eine Vermarktung von Strom gemäß § 14 Abs. 1 erfolgt oder Spotmarkterlöse gemäß § 16 Abs. 1 erzielt werden können/konnten.	
[...]			

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung	
§ 14 Grundsatz			
(1) Betreiber von Stromerzeugungsanlagen müssen an den Netzbetreiber, an dessen Netz ihre Stromerzeugungsanlage unmittelbar angeschlossen ist, 90 Prozent der im jeweiligen Abrechnungszeitraum mit der Stromerzeugungsanlage erwirtschafteten Überschusserlöse (Abschöpfungsbetrag) zahlen. Satz 1 ist für die Tätigkeiten vertikal integrierter Unternehmen im Sinn des § 3 Nummer 38 des Energiewirtschaftsgesetzes entsprechend anzuwenden. Die Zahlung muss bis zum 15. Kalendertag des fünften Monats erfolgen, der auf den jeweiligen Abrechnungszeitraum folgt. Abrechnungszeitraum ist 1. der Zeitraum vom 1. Dezember 2022 bis zum 31. März 2023 und 2. ab dem 1. April 2023 jeweils das Quartal.	1. der Zeitraum vom 1. September 2022 bis zum 31. März 2023, wobei innerhalb des gesamten Abrechnungszeitraums Absicherungs-geschäfte (Gewinne und Verluste) miteinander saldiert werden können, und 2. ab dem 1. April 2023 jeweils das Quartal, wobei innerhalb des gesamten Abrechnungszeitraums	Die Ergänzung ist wichtig, um z.B. bei einem Kraftwerksausfall die Kosten für den Rückkauf bereits vermarkteter Strommengen berücksichtigen zu können. Begründung, s.o.	

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung	
	Absicherungsgeschäfte (Gewinne und Verluste) miteinander saldiert werden können.		
(2) Die erwirtschafteten Überschusserlöse ergeben sich aus den Überschusserlösen nach § 16, die, soweit einschlägig,			
1. um das Ergebnis aus Absicherungsgeschäften nach § 17 korrigiert werden oder			
2. durch die Überschusserlöse bei anlagenbezogener Vermarktung nach § 18 ersetzt werden.			
(3) Wenn die Korrektur nach Absatz 2 Nummer 1 am Ende eines Abrechnungszeitraums zu einem negativen Betrag führt, erfolgt keine Zahlung, und der negative Betrag kann bis zu seiner vollständigen Kompensation in dem oder den folgenden Abrechnungszeiträumen von den Überschusserlösen abgezogen werden.	(3) Wenn die Korrektur nach Absatz 2 <u>Nummer. 1</u> am Ende (...)	Die Beschränkung des Verlustvortrags auf Absicherungsgeschäfte nach § 17, die nur für konventionelle Kraftwerke geeignet sind, stellt eine Diskriminierung der Erneuerbaren Energien dar. Sie ist daher auf Abs. 2 Nr. 2 auszuweiten	
[...]			

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung
§ 15 Haftung und Zurechnung von Überschusserlösen		
(1) Auf Erfüllung des Anspruchs nach § 14 haften neben dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage als Gesamtschuldner im Sinn des § 421 des Bürgerlichen Gesetzbuchs auch dessen Gesellschafter und mit einem Gesellschafter oder seinen Gesellschaftern verbundene Unternehmen, soweit die erzeugte Strommenge der Stromerzeugungsanlage ganz oder teilweise veräußert oder auf sonstige Weise zur Vermarktung übertragen worden ist. Ebenso haften neben diesen als Gesamtschuldner im Sinn des § 421 des Bürgerlichen Gesetzbuchs alle Unternehmen, mit denen der Betreiber der Stromerzeugungsanlage oder ein in Satz 1 genanntes Unternehmen einen Beherrschungs- oder Gewinnabführungsvertrag im Sinn von § 291 des Aktiengesetzes abgeschlossen hat.	(1) In dem Umfang, in dem die erzeugte Strommenge der Stromerzeugungsanlage ganz oder teilweise veräußert oder auf sonstige Weise zur Vermarktung übertragen worden ist, Auf Erfüllung des Anspruchs nach § 14 haften neben dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage als Gesamtschuldner im Sinn des § 421 des Bürgerlichen Gesetzbuchs auch dessen Gesellschafter und mit einem Gesellschafter oder seinen Gesellschaftern verbundene Unternehmen, soweit an die die erzeugte Strommenge der Stromerzeugungsanlage ganz oder teilweise veräußert oder auf sonstige Weise zur Vermarktung übertragen worden ist. Ebenso haften neben diesen als Gesamtschuldner im Sinn des § 421 des Bürgerlichen Gesetzbuchs	§ 15 Absatz 1 Satz 1 StromPBG soll ausweislich der Begründung regeln, dass neben dem Anlagenbetreiber auch dessen Gesellschafter oder mit einem Gesellschafter oder seinen Gesellschaftern verbundene Unternehmen für den Anspruch zur Zahlung von Überschusserlösen nach Absatz 1 haften, an die die Anlagenbetreiber die erzeugten Strommengen veräußert hat oder sonst zur Vermarktung übertragen hat. Der Text geht aber deutlich weiter als die Begründung, weil er die Haftung weder auf die Unternehmen begrenzt, denen Strommengen übertragen worden sind, noch in der Höhe auf die Übererlöse aus den übertragenen Strommengen. Hier sollte im Gesetzestext eine Klarstellung erfolgen.

Text	Änderungsvorschlag BDEW	Begründung	
	alle Unternehmen, mit denen der Betreiber der Stromerzeugungsanlage oder ein in Satz 1 genanntes Unternehmen einen Beherrschungs- oder Gewinnabführungsvertrag im Sinn von § 291 des Aktiengesetzes abgeschlossen hat.		
(2) Überschusserlöse, die von Gesellschaftern des Betreibers der Stromerzeugungsanlage oder mit ihm oder einem seiner verbundenen Unternehmen, an die die erzeugte Strommenge der Stromerzeugungsanlage ganz oder teilweise veräußert oder auf sonstige Weise zur Vermarktung übertragen worden ist, erwirtschaftet wurden, werden den Überschusserlösen des Betreibers der Stromerzeugungsanlage zugerechnet.		Grundsätzlich werden Verträge zwischen verbundenen Unternehmen aus steuerlichen Gründen zu marktüblichen Konditionen abgeschlossen. Erfolgte die interne Veräußerung nach marktüblichen Konditionen erscheint eine zusätzliche Abschöpfung beim verbundenen Unternehmen als zu weit gehend. Insgesamt bleibt unklar, wie die Zurechnung erfolgt bzw. welche Erlöse abgeschöpft werden sollen. In jedem Fall kann die Abschöpfung nicht weiter gehen, als hätte der Betreiber der Erzeugungsanlage selbst vermarktet und muss sich ebenfalls nach den in §§ 17 und 18 festgeschriebenen Bedingungen richten. Ein entsprechender Verweis fehlt allerdings.	

§ 16 Überschusserlöse		
(1) Überschusserlöse werden vorbehaltlich der §§ 17 und 18 unwiderleglich vermutet, wenn die Spotmarkterlöse in einem Kalendermonat oder im Fall von Windenergieanlagen und Solaranlagen die kalendermonatlichen Erlöse auf Basis des energieträgerspezifischen Monatsmarktwertes nach Anlage 1 Nummer 3.3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in Summe übersteigen:	„Überschusserlöse werden vorbehaltlich der § 17 und 18 unwiderleglich vermutet, wenn die <u>durchschnittlichen</u> Spotmarkterlöse in einem Kalendermonat oder im Fall von Windenergieanlagen <u>an Land und auf See</u> und Solaranlagen die kalendermonatlichen Erlöse auf Basis des energieträgerspezifischen Monatsmarktwertes nach Anlage 1 Nummer 3.3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in Summe übersteigen:“	Es sollte eine ausdrückliche Härtefallregelung zur Sicherstellung der Deckung der Investitions- und Betriebskosten der Anlagen aufgenommen werden, für den Fall, dass der Anlagenbetreiber nachweisen kann, dass ihm höhere Investitions- und Betriebskosten entstehen, als ihm durch die Erlösabschöpfung zugestanden wird. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass im Gesetz eine Verlängerung der Maßnahmen angelegt ist und so keine Sicherheit besteht, dass die Erlösabschöpfung auch am 30.06.2023 endet. Siehe hierzu auch § 7a Abs. 2 der EU-Ratsverordnung 12999/22 vom 30.09.2022. „Für die in Absatz 1 genannten Maßnahmen gilt im Einklang mit den Bestimmungen dieser Verordnung Folgendes: Sie (a) sind verhältnismäßig und diskriminierungsfrei; (b) dürfen Investitionssignale nicht gefährden; € stellen sicher, dass die Investitions- und Betriebskosten gedeckt sind; (d) dürfen das Funktionieren der Stromgroßhandelsmärkte nicht verzerren und

		insbesondere keine Auswirkungen auf die Einsatzreihenfolge (Merit Order) und die Preisbildung auf dem Großhandelsmarkt haben; € sind mit dem Unionsrecht vereinbar.“ Klarstellung zu den <u>durchschnittlichen Spotmarkterlösen</u>: Grundlage für die Berechnung der Überschusserlöse sind monatliche Spotmarkterlöse, die über den technologiespezifischen Referenzwerten liegen (§ 16). Berechnet werden die Spotmarkterlöse aus dem Produkt von stündlicher Ist-Einspeisung und jeweiligem stündlichen Spotmarktpreis. Die Abschöpfung erfolgt dann auf Monatsbasis (keine stündliche Granularität). Zu Klarstellung in der Begründung: Bei § 16 Abs. 1 ist der Zusatz „an Land“ zu streichen, weil sich die Vorschrift auch auf Offshore-Windanlagen bezieht und erst in § 16 Abs. 3 Nr. 3 eine Sonderregelung zur Modifikation des anzulegenden Werts für Offshore-Windanlagen erfolgt.
1. bei Erneuerbare-Energie-Anlagen, soweit ihr Strom in der Veräußerungsform der Marktprämie direkt vermarktet wird, das Produkt aus der erzeugten und eingespeisten Strommenge und dem	Ergänzung von § 5 Abs. 1 Satz 2 MaStR, wenn nicht bereits in der Definition.	Es fehlt die Zusammenfassung von Solarmodulen. Soll hier der Ansatzpunkt tatsächlich das Einzelmodul sein? Nach unserem Vorschlag ist der technische Anlagenbegriff zu Grunde zu legen, die

anzulegenden Wert, der für den in diesem Kalendermonat eingespeisten Strom nach der für die Stromerzeugungsanlage maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes gilt, zuzüglich eines Sicherheitszuschlags von 3 Cent pro Kilowattstunde,		Zusammenfassung von Solarmodulen erfolgt nach § 5 Abs. 1 Satz 2 MaStRV	
2. bei Erneuerbare-Energien-Anlagen, soweit ihr Strom in der sonstigen Direktvermarktung vermarktet wird,			
a) das Produkt aus der erzeugten Strommenge und dem anzulegenden Wert, der für den in diesem Kalendermonat erzeugten und eingespeisten Strom nach der für die Stromerzeugungsanlage maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Fall eines Wechsels in die Veräußerungsform der Marktprämie gelten würde, zuzüglich eines Sicherheitszuschlags von 3 Cent pro Kilowattstunde, oder	a) „das Produkt aus der erzeugten <u>und eingespeisten</u> Strommenge und dem anzulegenden Wert, (...)“	Wie bei den anderen Fallgruppen muss bei die Bezugsgröße für die relevanten Strommengen die Einspeisung ins Netz sein. (Fehlt hier, weil in der Formulierung „und eingespeist“ sich nur auf den anzulegenden Wert bezieht.	
b) das Produkt aus der erzeugten und eingespeisten Strommenge und dem Wert von 10 Cent pro Kilowattstunde			

zuzüglich eines Sicherheitszuschlags von 3 Cent pro Kilowattstunde, wenn für den Strom aus dieser Stromerzeugungsanlage in dem betreffenden Kalendermonat kein anzulegender Wert bestimmt oder bestimmbar ist; der Sicherheitszuschlag auf null, wenn es sich um Strom aus einer ausgeführten Erneuerbare-Energien-Anlage im Sinn des § 3 Nummer 3a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes handelt,			
3. bei Stromerzeugungsanlagen, die Strom auf der Basis von Kernenergie erzeugen, das Produkt aus der erzeugten und eingespeisten Strommenge und dem Wert von			
a) [...]			
b) 10 Cent pro Kilowattstunde für Strom, der nach dem 31. Dezember 2022 und vor dem 16. April 2023 erzeugt und eingespeist worden ist; dabei erhöht sich dieser Wert um 2 Cent pro Kilowattstunde, wenn der Betreiber der Stromerzeugungsanlage nachweist, dass aufgrund des Weiterbetriebs nach § 7 Absatz 1e des Atomgesetzes in	b) 10 Cent pro Kilowattstunde für Strom, der nach dem 31. Dezember 2022 und vor dem 16. April 2023 erzeugt und eingespeist worden ist; dabei erhöht sich dieser Wert um 2 Cent pro Kilowattstunde, wenn der Betreiber der Stromerzeugungsanlage nachweist, dass aufgrund des Weiterbetriebs	Im Sinne einer Gleichbehandlung bei der Parametrierung der Abschöpfung sollte der Aufschlag von 2 ct/kWh auf die Erlösobergrenze nicht nur für eine Verschiebung der Primärkreisdekontamination, die exakt im Zeitraum 01.01.2023 bis 15.04.2023 stattfinden sollte, vorgesehen werden, sondern dieser auch angewendet werden, wenn vertraglich vereinbarte	

diesem Zeitraum die Dekontaminationsarbeiten am Primärkreislauf hinsichtlich seines weiter betriebenen Kernkraftwerks verschoben werden müssen und diese Arbeiten vor dem 1. November 2022 für diesen Zeitraum vertraglich vereinbart worden waren, zuzüglich eines Sicherheitszuschlags von 3 Cent pro Kilowattstunde,	nach § 7 Absatz 1e des Atomgesetzes in diesem Zeitraum die Dekontaminationsarbeiten am Primärkreislauf hinsichtlich seines weiter betriebenen Kernkraftwerks verschoben werden müssen und diese Arbeiten vor dem 1. November 2022 für diesen Zeitraum vertraglich vereinbart worden waren, zuzüglich eines Sicherheitszuschlags von 3 Cent pro Kilowattstunde	Dekontaminationsarbeiten durch den Weiterbetrieb der Anlagen verschoben werden müssen. Zur Klarstellung sollten im Text in § 16 Abs. 1 Ziff. 3b außerdem jeweils die Worte „in/für diesem/n Zeitraum“ gestrichen werden, da ja insbesondere die Verschiebungen nach dem 15. April 2023 erfasst werden sollen, die durch den Streckbetrieb bedingt sind, da die Formulierung „in/für diesem/n Zeitraum“ mindestens missverständlich ist.	
5. [...]			
a) 5,2 Cent pro Kilowattstunde für Stromerzeugungsanlagen, deren endgültiges Stilllegungsdatum nach Anlage 2 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes mit dem Gesetz zur Beschleunigung des Braunkohleausstiegs im Rheinischen Revier vom 31. Dezember 2038 auf den 31. März 2030 vorgezogen wurde, und	a) 5,2 Cent pro Kilowattstunde für Stromerzeugungsanlagen, deren endgültiges Stilllegungsdatum nach Anlage 2 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes mit dem Gesetz zur Beschleunigung des Braunkohleausstiegs im Rheinischen Revier vom 31. Dezember 2038 auf den 31. März 2030 vorgezogen wurde, und		

		Analog zur Vorgehensweise bei den Kernkraftwerken, wo die Mehrkosten, die für die Verlängerung der Laufzeit über den 31.12.2022 hinaus anfallen, durch einen um 6 ct/kWh höheren Referenzwert abgedeckt werden, sollte der Referenzwert für SiBe und KVBG-Blöcke um 4 ct/kWh erhöht werden. Die KVBG- und SiBe-Blöcke müssen mit erheblichem Aufwand in den Markt zurückgebracht werden bzw. deren Laufzeit muss verlängert werden. Diese erheblichen Zusatzkosten werden in den Erlösobergrenzen nicht berücksichtigt, was eine grobe Ungleichbehandlung zur Kernenergie (hier gibt es einen signifikanten, sogar gestuften Zuschlag) und vor allem zu den zurückkehrenden Steinkohleblöcken (hier findet gar keine Abschöpfung statt). Die Betreiber gehen derzeit davon aus, dass sie für die SiBe-Blöcke in den komplexen Prozess der Kostenerstattung über die BNetzA müssen. Wäre diese Höhe der Abschöpfung zum Zeitpunkt der Entscheidung über die Marktrückkehr der SiBe-Blöcke bekannt gewesen, wären die Entscheidungen mindestens überdacht worden. Der Aufwand der notwendigen Anpassung der Betriebsführung	
--	--	---	--

		(Wartungsintervalle und Personalmaßnahmen) waren alle auf den 31.12.2022 ausgelegt.	
	(NEU)b) 7 Cent pro Kilowattstunde für Stromerzeugungsanlagen, deren endgültiges Stilllegungsdatum nach Anhang 2 des KVBG mit dem Gesetz zur Beschleunigung des Braunkohleausstiegs im Rheinischen Revier über den 31.12.2022 hinaus verlängert wurde und für Stromerzeugungsanlagen, die nach dem Ersatzkraftwerkebereit- haltungsgesetz aus der Sicherheitsbereitschaft heraus an den Strommarkt zurückgekehrt sind		
b) 3 Cent pro Kilowattstunde für alle anderen Stromerzeugungsanlagen,	c) 3 Cent pro Kilowattstunde für alle anderen Stromerzeugungsanlagen,		
[...]			

6. bei sonstigen Stromerzeugungsanlagen, deren Strom direkt vermarktet wird, das Produkt aus der erzeugten und eingespeisten Strommenge und dem Wert von 10 Cent pro Kilowattstunde zuzüglich eines Sicherheitszuschlags von 3 Cent pro Kilowattstunde.		Einschränkung auf Direktvermarktung für sonstige SEAs, die gleichzeitig EEG-Anlagen sind.	
(2) [...]			
(3) Bei Windenergieanlagen und Solaranlagen ist Absatz 1 mit folgenden Maßgaben anzuwenden:			
1. der Sicherheitszuschlag nach Absatz 1 Nummer 1 und 2 erhöht sich um 6 Prozent des Mittelwerts des jeweiligen energieträgerspezifischen Monatsmarktwertes nach Anlage 1 Nummer 3.3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für alle Stunden des betreffenden Monats,	1. der Sicherheitszuschlag nach Absatz 1 Nummer 1 und Nummer 2 erhöht sich um 6 Prozent des Mittelwerts des jeweiligen energieträgerspezifischen Monatsmarktwerts (...)	Es ist unklar was mit dem „Mittelwert des jeweiligen energieträgerspezifischen Monatsmarktwerte“ gemeint ist. Der Monatsmarktwert stellt bereits einen (gewichteten) Mittelwert dar.	
[...]			
(4) Bei Biogasanlagen ist Absatz 1 mit der Maßgabe anzuwenden, dass der Sicherheitszuschlag nach Absatz 1 Nummer 1	(4) Bei Biogasanlagen ist Absatz 1 mit der Maßgabe anzuwenden, dass der Sicherheitszuschlag nach Absatz 1	Die Erhöhung des Sicherheitszuschlags auf 7,5 Cent/kWh ist positiv zu bewerten. Es sind jedoch 9 Cent/kWh für die Stromerzeugung aus Biogas nötig, um die Steigerung der Biomassekosten und	

und 2 Buchstabe a 7,5 Cent pro Kilowattstunde beträgt.	Nummer 1 und 2 Buchstabe a 7,5 <u>9</u> Cent pro Kilowattstunde beträgt.	weiterer Kosten für den Anlagen-betrieb abzubilden.	
	Neu: (6) Bei Anlagen, die Strom auf Basis von fester Biomasse erzeugen, ist Absatz 1 mit der Maßgabe anzuwenden, dass der Sicherheitszuschlag nach Absatz 1 Nummer 1 und 2 Buchstabe a 9 Cent pro Kilowattstunde beträgt; bei Anlagen, die Strom auf Basis von Altholz oder auf Basis von fester Biomasse und Altholz erzeugen, ist Absatz 1 mit der Maßgabe anzuwenden, dass der Sicherheitszuschlag nach Absatz 1 Nummer 1 und 2 Buchstabe a 13 Cent pro Kilowattstunde beträgt.	Die Kosten für feste Biomasse/Altholz zum Betrieb von Biomasse(heiz)kraftwerken sind seit dem 24.02.2022 deutlich gestiegen. Die Kosten sind aber nicht nur bei Brennstoffen gestiegen, sondern auch die Betriebsstoffe für die Rauchgasreinigung und die Ascheentsorgung unterliegen massiven Preissteigerungen beim Produkt selbst und bei der Logistik. Zudem sind diese Anlagen sehr personalintensiv, sodass sich die vom Energiepreis getriebene Inflation bei den Lohnkosten bemerkbar macht. Dies beleibt im Gesetzentwurf bislang unberücksichtigt. Um dem Rechnung zu tragen, sollte analog zum Biogas auch feste Biomasse (holzartige Biomasse) einerseits sowie Altholz andererseits in § 16 gesondert adressiert werden. Aufgrund der Preissteigerungen für Frischholz sollte der Sicherheitszuschlag für Anlagen, die auf Basis von fester Biomasse einschl. Frischholz betrieben werden, auf 9 Cent/kWh festgelegt werden. Für Anlagen, die auf Basis von Altholz oder einer Mischung aus Altholz und fester Biomasse betrieben werden, sollte der Sicherheitszuschlag hingegen wegen der erheblichen Kostensteigerungen bei Altholz auf 13 Cent/kWh angehoben werden.	

		Darüber hinaus wurden beispielsweise im September/Okttober bei den hohen Spotpreisen auch teurere Brennstoffe (Frischholz) eingesetzt. Im Falle einer Erlösabschöpfung wäre diese Entscheidung im Nachhinein falsch getroffen worden. Das bedeutet auch, dass die Erlösabschöpfung Einfluss auf die Merit Order hat, was per Definition nicht sein soll.	
§ 17 Ergebnis aus Absicherungsgeschäften			
Der nach § 16 ermittelte Überschusserlös jeder Stromerzeugungsanlage wird um das Ergebnis aus Absicherungsgeschäften für die Stromerzeugungsanlage im Abrechnungszeitraum korrigiert	Der nach § 16 <u>durch den Betreiber der Stromerzeugungsanlage ermittelte Überschusserlös jeder Stromerzeugungsanlage</u> wird um das Ergebnis aus Absicherungs-geschäften für die Stromerzeugungsanlage im Abrechnungszeitraum korrigiert. Im Rahmen der Absicherungsgeschäfte sind alle EEX Standardhandels-produkte erlaubt (z.B. auch Wochen, Wochenenden und Tage).	Präzisierung der Verantwortlichkeiten: Ermittlung erfolgt durch den Betreiber der Stromerzeugungsanlage. Alle EEX Standardhandelsprodukte sollten als anrechenbare Absicherungsgeschäfte erlaubt sein (z.B. Wochen, Wochenenden und Tage), damit die Absicherungs-möglichkeiten nicht unnötig vom Gesetz-geber eingeschränkt werden und der Markt noch zusätzlich negativ beeinflusst wird.	
1. im Fall von Absicherungsgeschäften, die vor dem 1. November 2022 abgeschlossen worden sind, nach Maßgabe von Anlage 4,		Siehe Anmerkungen zu Anlage 4	

wenn der Betreiber der Stromerzeugungsanlage			
[...]			
2. im Fall von Absicherungsgeschäften, die nach dem 31. Oktober 2022 abgeschlossen worden sind, nach Maßgabe von Anlage 5, wenn der Betreiber der Stromerzeugungsanlage die Absicherungsgeschäfte der Bundesnetzagentur nach § 29 Absatz 3 gemeldet hat.	„2. im Fall von Absicherungsgeschäften, die nach dem 31. Oktober 2022 abgeschlossen worden sind, nach Maßgabe von Anlage 5, wenn der Betreiber der Stromerzeugungsanlage die Absicherungsgeschäfte der Bundesnetzagentur nach § 29 Absatz 3 gemeldet hat, <u>oder im Fall von Windenergieanlagen oder Solaranlagen wahlweise nach Maßgabe von Anlage 6, wenn der Betreiber die Festpreisvermarktungsgeschäfte der Bundesnetzagentur nach § 29 Absatz 3 gemeldet hat, jeweils zuzüglich eines Sicherheitszuschlags von 1 Cent pro Kilowattstunde.</u>	Die im Entwurf des StromPBG vorgesehene Berücksichtigung von Absicherungsgeschäften, die nach dem 31. Oktober 2022 abgeschlossen werden, ist auf die Vermarktung von konventionellen, steuerbaren Kraftwerken über eine hauseigene Handelsabteilung zugeschnitten und für die Vermarktung von Strom aus Windenergie- und Solaranlagen zu festen Preisen nicht geeignet. Dies würde dazu führen, dass Betreiber solcher Anlagen nach dem Auslaufen bestehender Verträge keine neuen Festpreisvermarktungsverträge mehr abschließen können und in die Vermarktung am Spotmarkt gedrängt werden. In der Folge würde das Angebot am Terminmarkt, an dem sich die Stromvertriebe eindecken, zurückgehen und die Preise steigen. Hierdurch würden letztlich die Preise für Stromkunden und damit das für die Entlastung der Kunden durch die Strompreisbremse erforderliche Finanzvolumen steigen.	

		Durch Erweiterung von § 17 Nr. 2 i.V.m. Anlage 6 (neu) wird die sachgerechte Berücksichtigung von Festpreisvermarktungsverträgen (PPAs) für Strom aus Windenergie- und Solaranlagen ermöglicht. Der Sicherheitszuschlag von 1 Cent pro Kilowattstunde für zukünftige Terminmarktgeschäfte nach § 17 Nr. 2 stellt sicher, dass auch nur tatsächlich angefallene Zufallsgewinne abgeschöpft werden, unabhängig vom aktuellen Geschehen am Spotmarkt. Die zusätzliche Sicherheitsmarge von 1ct/kWh soll immer zugunsten der Unternehmen wirken (vgl. Fragen- und Antworten-Katalog Nr. 8 des BMWK zu Anlage 5 sowie die weiteren Ausführungen bei Anlage 5 in diesem Dokument). Dieser Sicherheitszuschlag findet sich bislang allerdings weder in § 17 noch in Anlage 5.	
§ 18 Überschusserlöse bei anlagenbezogener Vermarktung			
(1) Soweit im Abrechnungszeitraum erzeugter Strom von dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage vor dem 1. November 2022 mit einem anlagenbezogenen Vermarktungsvertrag vermarktet worden ist und der Betreiber den anlagenbezogenen	Streichen der Stichtagsregelung	Das Geschäftsmodell PPA hat sich in den vergangenen Jahren als feste Größe im Markt etabliert. Eine staatlich verordnete Gewinnabschöpfung darf im Ergebnis nicht dazu führen, dass dieses Geschäftsmodell zerstört wird. In der jetzt vorliegenden Form würde es für	

Vermarktungsvertrag nach § 29 Absatz 1 Nummer 4 Buchstabe c dem Netzbetreiber gemeldet hat, ist § 16 für die Laufzeit des Vertrages mit der Maßgabe entsprechend anzuwenden, dass		Anlagenbetreiben keinen Anreiz geben, weiter PPAs abzuschließen. Langfristig betrachtet würde der preissenkende Effekt von mehr Erneuerbaren im Energiesystem, den wir derzeit beobachten, massiv begrenzt. Auch der Industrie würde damit die Möglichkeit wegbrechen, sich mit erneuerbarem Strom einschließlich der dazugehörigen Herkunftsnachweise zu versorgen. Das sollte nicht das Ergebnis dieser Gewinnabschöpfung sein. Zu berücksichtigen ist außerdem, dass die Inbetriebnahme einer Anlage und der Laufzeitbeginn eines PPAs häufig auseinanderfallen, beispielsweise, weil bei PPA-Vertragsschluss der genaue Zeitpunkt der Inbetriebnahme noch nicht absehbar ist. Daher beginnt die Festpreis-Vermarktung erst zu einem Zeitpunkt, zu dem die Anlage sicher in Betrieb ist und der Zeitraum zwischen tatsächlicher Inbetriebnahme und Beginn der PPA-Vermarktung wird durch eine Spot-Vermarktung überbrückt.) Daher sollte jedenfalls auf das Datum des Vertragsschlusses und nicht des Vermarktungsbeginns abgestellt werden, Alternativ schlagen wir eine Anpassung von § 17 Nr. 2 iVm. einer neuen Anlage 6 vor, die künftige
--	--	--

		Abschlüsse von PPAs für Stromerzeugungsanlagen weiter ermöglichen soll. Der BDEW geht im Übrigen davon aus, dass durch die angeordnete entsprechende Anwendung von § 16 bei anlagenbezogenen Vermarktungsverträgen von Windenergieanlagen und Solaranlagen ebenfalls derselbe anzulegende Wert als Referenzkostenanteil zugrunde gelegt wird und nur die Erlösobergrenze und die Sicherheitszuschläge angepasst werden.	
1. anstelle der Spotmarkterlöse oder im Fall von Windenergieanlagen und Solaranlagen der Erlöse auf Basis des energieträgerspezifischen Monatsmarktwertes nach Anlage 1 Nummer 3.3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes der Erlös aus dem anlagenbezogenem Vermarktungsvertrag zu Grunde zu legen ist und			
2. sich der Sicherheitszuschlag nach § 16 Absatz 1 und 3 auf 1 Cent pro Kilowattstunde verringert; § 16 Absatz 3 Nummer 1 und 2 ist anzuwenden.	2. sich der Sicherheitszuschlag nach § 16 Absatz 1 und 3 auf 1 <u>3</u> Cent pro Kilowattstunde verringert; § 16 Absatz 3 Nr. 1 und 2 <u>bis 3</u> ist anzuwenden.	Die Anwendung eines so signifikant niedrigeren Sicherheitszuschlags im Falle der anlagenbezogenen Vermarktung von Wind und PV stellt eine starke Diskriminierung dar. Anlagenbetreiber, die sich im Markt bewegen und	

		sich um Terminverträge bemühen und für Liquidität am Terminmarkt gesorgt haben, werden nicht ausreichend geschützt. Mit 3 ct/kWh ist eine Gleichbehandlung anzustreben. Aufzunehmen ist im 2. Halbsatz zudem klarstellend „Nr. 3“, also die Anpassung der anzulegenden Werte bei Offshore-Windanlagen.
(2) Soweit der Betreiber einer Stromerzeugungsanlage, die ab dem 1. November 2022 in Betrieb genommen worden ist, gegenüber dem Netzbetreiber eine Meldung nach § 29 Absatz 1 Nummer 4 Buchstabe c abgibt, ist Absatz 1 entsprechend anzuwenden.	§ 18 (2) Soweit der Betreiber einer Stromerzeugungsanlage, die ab dem 1. November 2022 in Betrieb genommen worden ist oder einer Stromerzeugungsanlage, die keine Förderung aus dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz erhält, gegenüber dem Netzbetreiber eine Meldung nach § 29 Absatz 1 Nummer 4 Buchstabe c abgibt, ist Absatz 1 entsprechend anzuwenden.	Der aktuelle Vorschlag würde Anlagen <u>ohne Förderung</u> keine Absicherungsmöglichkeit gegen sinkende Spotmarktpreise erlauben. Diese Anlagen sind aber auf Mindestertelöse angewiesen, um den wirtschaftlichen Betrieb zu sichern. Diese Anlagen haben keinen Monatsmarktwert nach EEG, sondern werden in der Regel über PPAs vermarktet. Insbesondere bei Anlagen, deren Förderung ausläuft bzw. ausgelaufen ist, ist daher die Stilllegung aus Wirtschaftlichkeitsgründen zu befürchten. Daher sollte für förderfreie Anlagen auch weiterhin der Abschluss von anlagenbezogenen Absicherungsgeschäften bei der Berechnung gem. §16 in Verbindung mit § 18 Abs. 2 anerkannt werden.

(3) Anlagenbezogene Vermarktungsverträge unter Gesamtschuldnern nach § 15 Absatz 1 werden nur insoweit und zu den Vertragsbedingungen als anlagenbezogener Vermarktungsvertrag im Sinn des Absatz 1 berücksichtigt, wie einer der Gesamtschuldner seinerseits den an ihn vermarkteten Strom an einen Dritten mit einem anlagenbezogenen Vermarktungsvertrag weitervermarktet hat.	(3) Anlagenbezogene Vermarktungsverträge unter Gesamtschuldnern nach § 15 Absatz 1 werden nur insoweit und zu den Vertragsbedingungen als anlagenbezogener Vermarktungsvertrag im Sinn des Absatz 1 berücksichtigt, wie einer der Gesamtschuldner seinerseits nachvollziehbar belegen kann, dass er den an ihn vermarkteten Strom zu markgerechten Konditionen abnimmt, was auch durch einen Nachweis einer Weitervermarktung an einen Dritten erfolgen kann. mit einem anlagenbezogenen Vermarktungsvertrag weitervermarktet hat.	Vermarktungsverträge, die vor dem 1.11.2022 unter Gesamtschuldnern abgeschlossen wurden, müssen auch als anlagenbezogene Vermarktungsverträge zu den Vertragsbedingungen berücksichtigt werden können, wenn der Strom nicht an einen Dritten, sondern im Großhandel weitervermarktet wird, da die Alternative (Absicherungsgeschäft nach § 17 in Verbindung mit Anlage 4) nicht für die Vermarktung von EE geeignet ist (weder auf Seiten des Anlagenbetreibers noch auf Seiten des Direktvermarkters).	
[...]			

Teil 4 Ausgleich durch Abschöpfung von Überrenditen und weiterer Ausgleichsmechanismus			
§ 20 Ausgleich zwischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Übertragungsnetzbetreibern			
	Vorbemerkung: Der Ausgleich der Entlastungen sollte wie im Gas über eine staatliche Stelle und nicht über die Übertragungsnetzbetreiber erfolgen, um keine neuen Prozesse zu etablieren und die Regelungen umsetzbar zu halten. Ein Vorgehen sollte analog zu §§32 bis 34 des Gaspreisbremsengesetzes vorgenommen werden. Die Abwicklung des Einzuges der Überschusserlöse durch ÜNB muss separat geregelt werden, welche diese an eine staatliche Stelle auszahlen.		
Elektrizitätsversorgungsunternehmen haben einen finanziellen Anspruch auf Erstattung der nach § 4 Absatz 1 geleisteten Entlastungsbeträge gegenüber dem für die betreffende Netzentnahmestelle regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber.	Elektrizitätsversorgungsunternehmen haben einen finanziellen Anspruch auf Erstattung der nach § 4 Absatz 1 geleisteten Entlastungsbeträge gegenüber dem für die betreffende Netzentnahmestelle regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber der Bundesrepublik Deutschland.	Die Regelung ist nicht ausreichend. Der Anspruch auf Erstattung hängt dem Wortlaut nach von geleisteten Entlastungsbeträgen ab. Entlastungsbeträge können allerdings erst geleistet werden, wenn eine Vorauszahlung erfolgt ist. Es fehlt zudem eine Regelung des Verfahrens. Außerdem sieht die Regelung bisher auch keine Fristen vor. Die Fristen für die Erstattung durch die Übertragungsnetzbetreiber davon hängt ab, ob die Übertragungsnetzbetreiber ihrerseits entsprechende Abschöpfungsbeträge erhalten haben oder eine Zwischenfinanzierung. Eine	

		Umsetzung dieses Systems zum 1. März erscheint nicht möglich. Es <u>fehlt</u> die Erstattung der Entlastungsbeträge nach § 49 für Januar und Februar 2023, der eine von § 4 abweichende Regelung trifft. das Verfahren zur Erstattung der Entlastungsbeträge sollte für Strom Gas und Wärme parallel geregelt sein. Auch die Plausibilisierung der Anträge und die Prüfung der Endabrechnung sollte in beiden Fällen durch eine beauftragte Stelle erfolgen. Insgesamt ist nicht verständlich, warum die Erstattung und die Entlastung nicht grundsätzlich parallel geregelt werden und über die KfW und die Hausbank aus dem Fonds erfolgen, in denen die UNB zuvor die abgeschöpften Beträge eingezahlt haben. Dies wäre eine deutliche Entlastung und Vereinfachung des gesamten Konzepts. zudem wäre zu klären welchen rechtlichen Charakter die Zahlung der Übertragungsnetzbetreiber an die Energieversorgungsunternehmen hat. Handelt es sich um eine Zahlung für den Letztverbraucher, wäre zu prüfen, ob diese Überweisung für einen
--	--	---

		dritten unter das Zahlungsdienstenaufsichtsgesetz (ZAG) fällt. Handelt es sich bei der Zahlung des Übertragungsnetzbetreibers anders als bei der Zahlung des Kunden wäre die rechtliche Grundlage der Zahlung zu klären und die Frage ob auf diese Zahlung Umsatzsteuer anfällt. Es muss klargestellt werden, dass <u>alle</u> Auszahlungsansprüche gegen Übertragungs- <u>und</u> Verteilernetzbetreiber unter dem Vorbehalt der Finanzierung bzw. Zwischenfinanzierung und dem Eingang entsprechender Finanzmittel auf den Bankkonten der Netzbetreiber stehen. Genauso muss sichergestellt sein, dass bei fehlendem Eingang der Finanzmittel bei den Lieferanten keine rechtliche Verpflichtung zur Entlastung der Kunden besteht.	
[...]			
§ 22 Ausgleich zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreibern			
(1)	Kein Ausgleich zwischen ÜNB und VNB sondern zentrale staatliche Stelle übernimmt Koordination. Wie bereits in entsprechend § 20. Bei analogem Verfahren wie Gas werden §21 und §22 überflüssig bzw. müssen geändert werden zu:		

	Übertragungsnetzbetreiber zahlen eingezogene Überschussgewinne an die staatliche Stelle aus.		
(2) Die Übertragungsnetzbetreiber haben einen finanziellen Anspruch auf Belastungsausgleich gegen die ihnen unmittelbar oder mittelbar nachgelagerten Verteilernetzbetreiber in Höhe der vereinnahmten Überschusserlöse nach § 14.	Die Übertragungsnetzbetreiber haben einen finanziellen Anspruch auf Belastungsausgleich gegen die unmittelbar oder mittelbar nachgelagerten Verteilernetzbetreiber in Höhe der vereinnahmten Überschusserlöse nach § 14 Abschöpfungsbeträge nach Ablauf der Zahlungsfrist des § 14 Abs. 1 Satz 3 für den jeweiligen Abrechnungszeitraum.	Es sollte ausdrücklich geregelt werden, zu welchem Zeitpunkt nach dem in § 14 für die Anlagenbetreiber maßgeblichen Zeitpunkt für Zahlungen dieser Anspruch fällig wird und in welchem Turnus. Redaktionell: Abschöpfungsbetrag statt Überschusserlöse, siehe Definition In § 14 Satz 1.	
(3) Verteilernetzbetreiber haben gegen ihren unmittelbar oder mittelbar vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber einen finanziellen Anspruch auf Ausgleich der ihnen durch die Vorbereitung und Durchführung der Abschöpfung von Überschusserlösen nach Teil 3 entstandenen Mehrkosten. Als Mehrkosten können insbesondere Personal-, IT- Dienstleistungs- und Kapitalkosten in Ansatz gebracht werden. Die Mehrkosten des jeweiligen Verteilernetzbetreibers sind nur insoweit anzusetzen, als sie nicht bereits in der jeweiligen Erlösobergrenze	(2) Verteilernetzbetreiber haben gegen ihren unmittelbar oder mittelbar vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber einen finanziellen Anspruch auf Ausgleich der ihnen durch die Vorbereitung und Durchführung der Abschöpfung von Überschusserlösen nach Teil 3 entstandenen Mehrkosten. Als Mehrkosten können insbesondere Personal-, IT- Dienstleistungs- und Kapitalkosten in Ansatz gebracht werden. Die Mehrkosten des jeweiligen Verteilernetzbetreibers sind nur	Der Aufwand für die Nachweisführung durch die Verteilernetzbetreiber sollte möglichst gering gehalten werden. Bei vielen Verteilernetzbetreibern handelt es sich nur um eine kleine Anzahl von Anlagen. Bereits die Darlegung der Kapitalkosten erfordert zusätzlichen Aufwand. Ein darüber hinausgehender Nachweis durch die Vorlage einer getrennten Rechnungslegung und Buchführung erscheint unverhältnismäßig.	

nach § 21a Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes enthalten sind. Wenn der Verteilernetzbetreiber Kapitalkosten geltend macht, sind diese gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber darzulegen. Die Angaben zu den Kapitalkosten müssen einen sachkundigen Dritten in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen nachvollziehen zu können, wodurch diese Kapitalkosten verursacht worden sind. Der Anspruch nach Satz 1 wird nur fällig, wenn der Verteilernetzbetreiber die entstandenen Kosten gegenüber dem unmittelbar oder mittelbar vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber durch Vorlage der getrennten Rechnungslegung und Buchführung nach § 24 nachweist. Nimmt der Verteilernetzbetreiber für die Vorbereitung und Durchführung der Vereinnahmung von Überschusserlösen Dienstleister in Anspruch, sind diese Kosten in ihrer tatsächlichen Höhe einzustellen, höchstens jedoch in der Höhe marktüblicher Kosten für vergleichbare Dienstleistungen.	insoweit anzusetzen, als sie nicht bereits in der jeweiligen Erlösobergrenze nach § 21a Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes enthalten sind. Wenn der Verteilernetzbetreiber Kapitalkosten geltend macht, sind diese gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber darzulegen. Die Angaben zu den Kapitalkosten müssen einen sachkundigen Dritten in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen nachvollziehen zu können, wodurch diese Kapitalkosten verursacht worden sind. Der Anspruch nach Satz 1 wird nur fällig, wenn der Verteilernetzbetreiber die entstandenen Kosten gegenüber dem unmittelbar oder mittelbar vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber durch Vorlage der getrennten Rechnungslegung und Buchführung nach § 24 nachweist. Nimmt der Verteilernetzbetreiber für die Vorbereitung und Durchführung der Vereinnahmung von Überschusserlösen Dienstleister in Anspruch, sind diese Kosten in ihrer tatsächlichen Höhe	Um eine Überbürokratisierung zu vermeiden ist Satz 5 zu streichen.
---	---	---

	einzustellen, höchstens jedoch in der Höhe marktüblicher Kosten für vergleichbare Dienstleistungen.		
§ 23 Abschlagszahlungen			
(1) Auf die Zahlungen nach diesem Teil können monatlich Abschläge in angemessenem Umfang verlangt werden.	(1) Auf die Zahlungen nach diesem Teil können monatlich Abschläge in angemessenem Umfang verlangt werden, a) gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern auf Erstattung nach § 20 vom Elektrizitätsversorgungsunternehmen oder nach § 22 Absatz 2 vom Verteilernetzbetreiber können in angemessenem Umfang verlangt werden, sofern entsprechende Finanzmittel auf den jeweiligen Konten nach § 26 vorhanden sind. b) gegenüber den Verteilernetzbetreibern gemäß § 22 Absatz 1 vom Übertragungsnetzbetreiber, sofern die Überschusserlöse in entsprechender	Eine deutliche Vereinfachung wäre die Abwicklung für die Erstattung des Elektrizitätsversorgungsunternehmens für die Entlastungen an die Letztverbraucher analog zu Gas. Daher sollten hier die gleichen schon etablierten Prozesse wie für die Preisbremse im Gas- und Wärmebereich genutzt werden. Unklar ist bisher, worauf sich die Regelungen zur Abschlagszahlung beziehen. Soweit Sie sich auf Ansprüche auf Zahlung gegen die VNB richten könnten, ist die Regelung in dieser Form abzulehnen. Auch Abschlagszahlungen der Lieferanten gegenüber den ÜNB sind bis auf die Tatsache, dass es sie möglicherweise geben soll nicht geregelt. Netzbetreiber sollen nur vereinnahmte Zahlungen durchreichen, nicht für unterbliebene oder noch nicht geleistete Zahlungen. Durch den Anspruch auf Zwischenfinanzierung nach § 25 Satz 1 sind die ÜNB	

	Höhe nach § 14 tatsächlich vereinnahmt wurden.	finanziell hinreichend abgesichert. Die VNB erhalten von den AB auch keine Vorfinanzierung über Abschläge. VNB können keine angemessenen monatlichen Abschlagsbeträge ermitteln, weil sie die Höhe der Abschöpfungsbeträge der einzelnen Anlagen nicht beurteilen und den Zeitpunkt des Zahlungseingangs nicht beeinflussen können; Zahlung an ÜNB sollte sich daher allein an den tatsächlich beim VNB eingegangenen Zahlungen orientieren (siehe auch Formulierungsvorschlag bei § 20) Diese Regelung können sich auch auf Vorauszahlung für die Erstattungsbeträge beziehen. Konkrete Regelungen dazu fehlen allerdings.	
(2) Wenn ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen die für die Festlegung der Abschläge erforderlichen Daten nicht oder nicht rechtzeitig dem Übertragungsnetzbetreiber mitgeteilt hat, richtet sich die Höhe der Abschläge im Rahmen des § 20 nach der Schätzung der Übertragungsnetzbetreiber. § 61 des Energiefinanzierungsgesetzes ist entsprechend anzuwenden.			

neu § XX Anspruch des Elektrizitätsversorgungsunternehmens auf Vorauszahlung			
[...]	(1) Ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen hat einen Anspruch auf Vorauszahlung auf den Erstattungsanspruch nach § 20 gegen die Bundesrepublik Deutschland für jeweils ein Kalendervierteljahr (Vorauszahlungszeitraum). Der Anspruch auf Vorauszahlung tritt an die Stelle der Zahlung des Letztverbrauchers. (2) Für nach § 4 zu gewährende Entlastungen entspricht der Anspruch dem Produkt aus 1. der mengengewichteten Differenz aus dem zum Beginn des Vorauszahlungszeitraums geltenden Arbeitspreis, der für die zu Beginn des Vorauszahlungszeitraums bestehenden und nach § 4 zu entlastenden Letztverbraucher des Stromlieferanten	Sinnvoller als die Erstattung über die ÜNB wäre ein paralleles System zu Gas- und Wärme einzuführen. In diesem System könnte man auch auf das bestehende System zurückgreifen.	

	gilt, und dem Referenzpreis nach § 5 Absatz 2 Nummer 1 und 2. einem Viertel der Summe der Entlastungskontingente nach § Nummer 1 für diese Letztverbraucher. Im ersten Kalendervierteljahr 2023 schließt der Vorauszahlungsanspruch nach Absatz 1 zusätzlich zu den nach § 4 zu gewährenden Entlastungen die nach § XX zu gewährenden Entlastungen mit ein. Satz 1 ist insofern mit der Maßgabe entsprechend anzuwenden, dass anstelle des zum Beginn des Vorauszahlungszeitraums geltenden Arbeitspreises der am 1. März 2023 geltende Arbeitspreis heranzuziehen ist. (3) Für nach § [neue] zu gewährende Entlastungen entspricht der Anspruch dem Produkt aus 1. der mengengewichteten Differenz aus dem zum Beginn des Vorauszahlungszeitraums geltenden Arbeitspreis, der für die zum Beginn des Vorauszahlungszeitraums	
--	---	--

	bestehenden und nach § [neue Nummerierung] zu entlastenden Letztverbraucher des Elektrizitätsversorgungsunternehmens gilt, und dem Referenzpreis nach § 5 Absatz 2 Nummer 2 und 2. einem Viertel der Summe der Entlastungskontingente nach §6 Nummer 2 für diese Letztverbraucher. Bei der Berechnung nach Satz 1 Nummer 2 sind für Letztverbraucher, die dem Stromlieferanten eine Selbsterklärung nach [neue Nummerierung] oder 2 übermittelt haben, Entlastungskontingente nur insoweit aufzunehmen, als bei Berücksichtigung des Entlastungskontingents die anteilige individuelle Höchstgrenze nach [neue Nummerierung] nicht überschritten wird.	
neu § XY Antragsverfahren für den Vorauszahlungsanspruch	(1) Ein Lieferant, der einen Vorauszahlungsanspruch nach § [neue Nummerierung] Absatz 1 geltend machen will, stellt zu dem	Folgeänderung (auf Strom angepasste Regelung von Gas und Wärme)

	Vorauszahlungsanspruch einen Prüfantrag bei dem Beauftragten. (2) Der Prüfantrag muss folgende Angaben enthalten: 1. die Höhe der beantragten Vorauszahlung, 2. die IBAN eines auf den Namen des Elektrizitätsversorgungsunternehmens lautenden Zahlungskontos bei einem Kreditinstitut mit Sitz oder Niederlassung in Deutschland, 3. für die in § 23 [neu] Absatz 2 bis 6 bezeichneten Faktoren, Minuenden und Subtrahenden, wobei Letztverbraucher sowie Entlastungskontingente zusammenzufassen sind, soweit für die betreffenden Letztverbraucher ein einheitlicher Referenzpreis gilt, und 4. die Summe der dem Antrag zugrunde liegenden Entlastungskontingente und Gesamtzahl von	
--	--	--

	Letztverbrauchern sowie die Jahresliefermenge und Gesamtzahl von Kunden Letztverbrauchern im Jahr 2021 Für die Bestimmung der nach § 23 Absatz 2 bis 6 zur Anspruchsberechnung zu berücksichtigenden Letztverbraucher und Arbeitspreise kann das Elektrizitätsversorgungsunternehmen auf einen bis zu einem Monat vor Beginn des Vorauszahlungszeitraums liegenden einheitlichen Zeit-punkt zurückgreifen. Soweit die Möglichkeit nach Satz 2 in Anspruch genommen wird, ist im Prüfantrag auch der von dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen herangezogene Zeitpunkt zu benennen. Das Elektrizitätsversorgungsunternehmen hat dem Beauftragten auf Aufforderung weitere für die Prüfung nach Absatz 5 benötigte Auskünfte zu erteilen. (3) Der Prüfantrag ist bis zum Ende des ersten Monats des Vorauszahlungszeitraums bei einem elektronischen Portal zu stellen, das	
--	--	--

	dem Beauftragten vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz zur Verfügung gestellt wird. Der Beauftragte kann die in Satz 1 genannte Frist in begründeten Fällen auf Antrag verlängern. Das Elektrizitätsversorgungsunternehmens hat dem Beauftragten auf Aufforderung weitere für die Prüfung benötigte Auskünfte zu erteilen. (4) Der Beauftragte prüft den Prüfantrag auf die Identität des Elektrizitätsversorgungsunternehmens und die Plausibilität der beantragten Zahlung und erstellt über das Ergebnis der Prüfung einen Ergebnisbericht. Der Beauftragte übermittelt dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen und der Kreditanstalt für Wiederaufbau den Ergebnisbericht unverzüglich nach Abschluss der Prüfung.	
--	---	--

	(5) Das Elektrizitätsversorgungsunternehmens hat zusammen mit dem Prüfantrag nach Absatz 1 einen an die Kreditanstalt für Wiederaufbau gerichteten Vorauszahlungsantrag bei dem Beauftragten zu stellen, der die in Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 und 2 vorgesehenen Angaben enthalten muss. (6) Für die Änderung von Prüfanträgen und Vorauszahlungsanträgen sind die Absätze 1 bis 5 entsprechend anzuwenden. (7) Wenn der Ergebnisbericht bestätigt, dass die Voraussetzungen für eine Auszahlung vorliegen, übermittelt der Beauftragte als Bote des Elektrizitätsversorgungsunternehmens der Kreditanstalt für Wiederaufbau über das Kreditinstitut nach Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 direkt schriftlich oder elektronisch den Vorauszahlungsantrag. Andernfalls teilt der Beauftragte dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen	
--	---	--

	mit, dass keine Übermittlung des Vorauszahlungsantrags erfolgt. (8) Die Auszahlung soll zum jeweils ersten Bankarbeitstag des Vorauszahlungszeitraums, spätestens jedoch zwei Wochen nach Eingang des vollständigen Vorauszahlungsantrags, bei der Kreditanstalt für Wiederaufbau erfolgen, sofern der Ergebnisbericht bestätigt, dass die Voraussetzungen für eine Auszahlung vorliegen. Im Einzelfall kann die Kreditanstalt für Wiederaufbau vor der Auszahlung von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen die Abgabe darüberhinausgehender Bestätigungen verlangen, soweit sie für die Prüfung der Einhaltung der gesetzlichen Vorschriften durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau erforderlich sind. Die Vorauszahlungen sind von § 70 Satz 1 und 2 der Bundeshaushaltsordnung vom 19. August 1969 (BGBl. I S. 1284), die zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 1. Juli 2022 (BGBl. I S.	
--	---	--

	1030) geändert worden ist, ausgenommen. Die Auszahlung erfolgt mit schuldbefreiender Wirkung für den Bund an das in Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 bezeichnete Kreditinstitut oder dessen Zentralinstitut durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau. Ergibt sich aus einer Änderung eines Vorauszahlungsantrags eine Überzahlung, hat das Elektrizitätsversorgungsunternehmen den Betrag innerhalb eines Monats nach Aufforderung durch den Beauftragten auf das im Rückforderungs-schreiben ausgewiesene Konto zurückzuzahlen. (9) Abweichend von [xxx] kann für das erste Kalendervierteljahr 2023 für Entlastungen nach den §§ 4 und 49 ein isolierter Prüfantrag gestellt werden. Dieser Prüfantrag ist bis zum [entsprechendes Datum] zu stellen.		
[...]			

§ 25 Anspruch auf Zwischenfinanzierung			
Die Übertragungsnetzbetreiber haben gegen die Bundesrepublik Deutschland einen Anspruch auf Zwischenfinanzierung der Ausgaben nach Teil 2. Nähere Bestimmungen zu den Zahlungen der Bundesrepublik Deutschland und zu Rückzahlungen der Zwischenfinanzierung aus Erlösen nach Teil 3 werden bis zum 15. Februar 2023 in einem öffentlich-rechtlichen Vertrag zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesrepublik Deutschland geregelt. Die Bundesrepublik Deutschland wird vertreten durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Der Abschluss des Vertrags bedarf des Einvernehmens mit dem Bundesministerium der Finanzen.	Die Übertragungsnetzbetreiber haben gegen die Bundesrepublik Deutschland einen Anspruch auf vollständige Zwischenfinanzierung sämtlicher der Ausgaben [...].	Soweit die Vorfinanzierung der NB für mögliche Erstattungen an die EVU nicht geregelt sind kann auch die Auszahlung eines Erstattungsbetrages nicht erfolgen. In der Folge können auch die EVU keine Entlastungen gewähren. Insbesondere lehnen wir eine Zwischenfinanzierung durch die VNB über Abschläge ab. Nur die tatsächlich erhaltenen Zahlungen sind weiterzugeben. Sollte die Abwicklung der Erstattung an die EVU trotz aller Bedenken über die Übertragungsnetzbetreiber erfolgen muss zuvor eine entsprechende Regelung getroffen sein. Entsprechendes gilt für die Abwicklung des Ausgleichs mit den VNB Und für den Aufwand im Rahmen der Umsetzung.	
Teil 5 Kontoführungs-, Mitteilungs- und sonstige Pflichten			
Abschnitt 1 Kontoführung und Einnahmenverwendung			

§ 26 Kontoführung			
(1) Die Übertragungsnetzbetreiber müssen jeweils ein separates Bankkonto für die Aufgaben nach diesem Gesetz führen. Sämtliche zahlungswirksamen Einnahmen und Ausgaben nach diesem Gesetz sind über dieses Konto abzuwickeln. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen über das Konto nach Satz 1 auch den Zuschuss zur anteiligen Finanzierung der Übertragungsnetzkosten nach § 24b des Energiewirtschaftsgesetzes abwickeln.			
(2) Die Verteilernetzbetreiber müssen ein separates Konto für die Aufgaben nach diesem Gesetz führen. Absatz 1 Satz 2 ist entsprechend anzuwenden.		Der BDEW geht davon aus, dass es sich trotz des redaktionellen Fehlers in der Begründung bei dem separat zu führenden Konto nicht um ein Bankkonto (so nach Absatz 1) handeln muss, sondern ein Buchungskonto ausreichend ist. In der Begründung müsste es dazu heißen: „Dabei muss es sich nicht um ein eigenes Bankkonto handeln. Ausreichend ist die Führung eines eigenen Buchungskontos.“	
§ 27 Buchführung, Verwendung von Einnahmen Vereinbarung mit anderen Mitgliedstaaten			

[...]			
Abschnitt 2 Mitteilungspflichten			
§ 28 Umfang der Mitteilungspflichten			
Betreiber von Stromerzeugungsanlagen, Netzbetreiber, Letztverbraucher, die Unternehmen sind und Elektrizitätsversorgungsunternehmen müssen		Es gibt hier keine Prozesse, keine Datenformate. Dateninhalte sind nicht vorhanden. Die Regelung erscheint daher insgesamt nicht umsetzbar.	
1. einander die für die Abwicklung dieses Gesetzes erforderlichen Angaben, insbesondere die in den §§ 29 bis 33 genannten Angaben, unverzüglich zur Verfügung stellen, soweit in den nachfolgenden Bestimmungen keine abweichenden Fristen bestimmt sind und	1. einander die für die Abwicklung dieses Gesetzes erforderlichen Angaben, insbesondere die in den §§ 29 bis 33 genannten Angaben, unverzüglich auf Verlangen zur Verfügung stellen, wenn diese beim Angefragten vorhanden sind und soweit (...)	Es ist deutlich, zu machen zu welchem Zweck die Mitteilung erfolgt. Dies gilt insbesondere für personenbezogene Daten, aber auch grundsätzlich sollten die Grundsätze der Datensparsamkeit gewährleistet werden. Daten die die an der Abwicklung beteiligten Unternehmen für die Abwicklung nicht benötigen sollten auch nicht ausgetauscht werden. Insbesondere sollten den beteiligten Unternehmen keine Prüf- und Plausibilisierungspflichten entstehen. Entsprechende Informationen müssen den Beteiligten daher nur dann übermittelt werden, wenn sie zur Abwicklung unbedingt erforderlich sind. Prüfpflichten der beteiligten Unternehmen können sich ausschließlich auf die Vollständigkeit der Unterlagen beziehen. Im Übrigen muss die Prüfung	

		und Kontrolle entsprechenden staatlichen Stellen obliegen.	
[...]			
§ 29 Betreiber von Stromerzeugungsanlagen und verbundene Unternehmen			
(1) Betreiber von Stromerzeugungsanlagen im Anwendungsbereich des Teils 3 müssen dem regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber spätestens vier Monate nach Ablauf des jeweiligen Abrechnungszeitraums nach § 14 Absatz 1 Satz 4 anlagenbezogen mitteilen	s.o. Definition der Stromerzeugungsanlage nach BDEW-Vorschlag anpassen.	“anlagenbezogen”: BDEW versteht Regelung so, dass die Mitteilungen – auch bei EEG-Anlagen – sich auf die Stromerzeugungsanlage beziehen. Eine Zusammenfassung nach § 24 Abs. 1 EEG findet hier (anders als bei Bestimmung der 1 MW-Grenze) also nicht statt. Damit fehlt aber eine Regelung für die Zusammenfassung von PV-Anlagen (1 Modul = 1 Stromerzeugungsanlage) BDEW-Vorschlag (siehe oben): Zusammenfassung nach § 5 Abs. 1 Satz 2 MaStRV.	
1. die Nummer Stromerzeugungsanlage im Registers,	s.o.	Denn so sind die Solaranlagen auch im MaStR registriert (Zusammenfassung nach § 5 Abs. 1 Satz 2 MaStRV)	
2. die Netzeinspeisung der Stromerzeugungsanlage im	2. (...) der Netzeinspeisung der Stromerzeugungsanlage im	Redaktionell: wenn mit “Anlage” die Stromerzeugungsanlage gemeint ist, fehlt wiederum die Zusammenfassung von Solaranlagen.	

Abrechnungszeitraum in viertelstündlicher Auflösung; im Rahmen dieser Mitteilung sind Anpassungen der Einspeisung auf Anforderung durch einen Netzbetreiber nach § 13a Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes einzubeziehen sowie eigenständig mitzuteilen,	Abrechnungszeitraum in viertelstündlicher Auflösung gemäß den in § 16 vorgesehenen Zeitintervallen in stündlicher Auflösung oder für den Kalendermonat (...);	Insbesondere muss ein Gleichlauf zwischen § 16 Abs. 1 und den Mitteilungspflichten hergestellt werden Begründung zur Streichung der viertelstündlichen Auflösung: Nach § 16 (iVm mit der Begründung) wird der Abschöpfungsbetrag je Stunde – nicht je Viertelstunde berechnet. Bei Wind- und Solaranlagen ist es die monatliche Einspeisung (vgl. § 16 Abs. 1).
3. die Angaben nach Anlage 4 zu berechnenden Überschusserlös, der Betreiber der Stromerzeugungsanlage im Abrechnungszeitraum erwirtschaftet worden ist, sowie den Abschöpfungsbetrag,	3. die Angaben nach Anlage 4 zu berechnenden Überschusserlös, der Betreiber der Stromerzeugungsanlage im Abrechnungszeitraum erwirtschaftet worden ist, sowie den Abschöpfungsbetrag, die durch das Tool gemäß § 35 Absatz 1 ermittelt wurden,	Präzisierung, damit die ermittelten Erlöse und Beträge einheitlich durch ein vorgegebenes Berechnungstool vom Anlagenbetreiber ermittelt werden können (siehe auch die Änderungen zu § 35).
[...]		
4. [...] b) In den Fällen des § 17 Nummer 2 das Ergebnis aus Preissicherungsmeldungen nach Anlage 5	(...) nach Anlage 5 und 6	Folgeänderungen zu den bei § 17 Nr. 2 und Anlage 6 beschriebenen Änderungsvorschlägen

hh) in den Fällen des § 18 Absatz 3 zusätzlich die Angabe, dass der anlagenbezogene Vermarktungsvertrag von einem Unternehmen oder Gesellschafter, der mit dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage in einem der in § 18 Absatz 3 genannten Rechtsverhältnisse steht, mit einem Dritten geschlossen worden ist, die erforderlichen Angaben zu diesem Vertrag sowie geeignete Nachweise für das Bestehen des Rechtsverhältnisses,	Streichen	Die wesentlichen Inhalte des Vertrages werden dem Übertragungsnetzbetreiber bereits nach den lit c) aa) – ff) übermittelt, so dass die Übersendung einer Vertragskopie dem Übertragungsnetzbetreiber keine zusätzlichen Erkenntnisse liefert. Auch hier sollte der Grundsatz der Datensparsamkeit gelten.	
5. in den Fällen des § 17 Nummer 1 zudem die Erklärung der gesetzlichen Vertreter des Betreibers der Stromerzeugungsanlage, dass die Angaben nach Nummer 4 Buchstabe a richtig und vollständig sind und dass die Rechtsfolgen einer unrichtigen oder unvollständigen Angabe bekannt sind.			
(2) Betreiber von Stromerzeugungsanlagen müssen dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Stromerzeugungsanlage unmittelbar angeschlossen ist, sofern dieser kein	(2) Betreiber von Stromerzeugungsanlagen müssen dem Netzbetreiber, an dessen Netz (...), spätestens innerhalb der Frist des § 14	Streichen, bis auf Nr. 1 hinsichtlich des Abschöpfungsbetrags. Der VNB hat nach dem Entwurf keine Prüfpflichten haben. Alle relevanten Daten erhält der ÜNB, die BNetzA prüft. Insbesondere ist keine Zeitgleichheit zwischen	

Übertragungsnetzbetreiber ist, spätestens innerhalb der Frist des § 14 Absatz 1 Satz 2	Abs. 1 Satz <u>2, aber zusammen mit der Zahlung des Abschöpfungsbetrages.</u>	Zusendung von Belegen und Überweisungen vorgesehen (nur gemeinsame Endfrist).	
1. den Überschusserlös nach § 14, der im Abrechnungszeitraum erwirtschaftet worden ist, sowie den Abschöpfungsbetrag mitteilen, und	1. den Überschusserlös nach § 14, der im Abrechnungszeitraum erwirtschaftet worden ist, mit dem Tool nach § 35 zu <u>ermittelnden</u> Abschöpfungsbetrag mitteilen; (...)	Der Anlagenbetreiber zahlt an den VNB den Abschöpfungsbetrag, nicht den Überschusserlös. Flankierende Anpassung zu den BDEW-Vorschlägen zu § 35 (Berechnungs-Tool).	
2. eine Bestätigung, dass die Angaben nach Nummer 1 gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber gemacht worden sind, mitteilen.	<u>Streichen</u>	Der VNB hat nach dem Entwurf keine Prüfpflichten. Die Mitteilung ist insoweit überflüssig.	
(3) Betreiber von Stromerzeugungsanlagen müssen der Bundesnetzagentur in den Fällen des § 17 Nummer 2 die Preissicherungsmeldungen nach Maßgabe der Anlage 5 anlagenbezogen mitteilen.	(3) Betreiber von Stromerzeugungsanlagen müssen der Bundesnetzagentur in den Fällen des § 17 Nummer 2 die Preissicherungsmeldungen nach Maßgabe der Anlage 5 <u>oder sofern sie vom Wahlrecht nach § 17 Nummer 2 Gebrauch machen, nach Anlage 6</u> anlagenbezogen mitteilen.	Folgeänderung zu BDEW-Vorschlag zu § 17 Abs. 1 Nr. 2 und Anlage 6 (Berücksichtigung von künftigen PPA-Verträgen).	

§ 30 Letztverbraucher			
(1) Letztverbraucher, die Unternehmen sind und deren Entlastungsbeträge an sämtlichen Netzentnahmestellen einen Betrag von 150.000 Euro in einem Monat übersteigen werden, müssen ihrem Elektrizitätsversorgungsunternehmen mitteilen,	Letztverbraucher, die ein Unternehmen sind und deren Entlastungsbeträge an sämtlichen Netzentnahmestellen Entnahmestellen einen Betrag von [150 000] Euro in einem Monat übersteigen werden, müssen sind verpflichtet der [Behörde] mitzuteilen und eventuelle Überzahlungen an die [Behörde] zurückzuüberweisen. Um Überzahlungen zu vermeiden, kann der Letztverbraucher oder Kunde ihrem Elektrizitätsversorgungsunternehmen mitteilen, dass er auf weitere Entlastungen verzichtet. Die Mitteilung gemäß Satz 1 muss beinhalten:	Es ist völlig unverständlich, warum der Letztverbraucher oder Kunde diese Informationen an das EVU geben soll. Das wird nicht funktionieren. Der Ablauf muss komplett über die Prüfstelle geroutet werden. Für diese Letztverbraucher sollte eine Opt-Out Regelung geschaffen werden. Generell wäre auch hier ein direkter Antrags- und Erstattungsweg über eine staatliche Stelle vorzugswürdig, zumindest soweit diese Fälle vom Standard abweichen. Mitteilung betrifft sämtliche Entnahmestellen aus dem Netz. Dem Wortlaut nach sind allerdings nur Stromentnahmestellen im Gas ist von Entnahmestellen die Rede umfasst. passt nicht zu den Pflichten der E VU die sich auf die jeweilige Entnahmestelle beziehen. Die nachfolgenden Informationen sind für das EVU nicht relevant. Die Prüfung der beihilferechtlichen Voraussetzungen muss durch den Staat erfolgen	
[...]			
(3) Bei einem Lieferantenwechsel			

1. nach dem 31. März 2023 aber vor dem 1. Januar 2024 ist Absatz 1 Nummer 1 mit der Maßgabe entsprechend anzuwenden, dass die Mitteilung gegenüber dem neuen Elektrizitätsversorgungsunternehmen unverzüglich zu erfolgen hat,			
2. nach dem 31. Dezember 2023 ist Absatz 1 Nummer 2 mit der Maßgabe entsprechend anzuwenden, dass die Mitteilung gegenüber demjenigen Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu erfolgen hat, von dem der Letztverbraucher am 31. Dezember 2023 beliefert wurde.			
(4) Letztverbraucher, die eine Mitteilung nach Absatz 1 Nummer 1 gegenüber ihrem Elektrizitätsversorgungsunternehmen abgegeben haben, können bis zum 30. November 2023 jederzeit mit Wirkung für den verbleibenden Entlastungszeitraum die Höchstgrenzen und deren Verteilung im Sinn des Absatz 1 Nummer 1 auf die Netzentnahmestellen durch Mitteilung gegenüber ihrem Elektrizitätsversorgungsunternehmen neu bestimmen.		Höchstgrenzen sollten feststehen und nicht verändert werden die Abwicklung wird deutlich erschwert insbesondere im Zusammenhang mit der möglichen gleichzeitigen Aufteilung des Entlastungskontingents im Strom und des Entlastungsbetrags im Gas.	

(6) Letztverbraucher, bei denen die Summe der Entlastungsbeträge aller Netzentnahmestellen den Betrag von 100 000 Euro im Kalenderjahr 2023 übersteigt, müssen dem regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber bis zum 30. Juni 2024 mitteilen:		Sinn der Regelung erschließt sich nicht. Es bleibt unklar wofür die Netzbetreiber diese Daten brauchen. Etwas anderes kann nur für Letztverbraucher gelten, die Entlastungsbeträge direkt beim Übertragungsnetzbetreiber geltend machen müssen, falls keine andere Regelung getroffen wird, wofür der BDEW plädiert.	
1. ihren Namen und ihre Anschrift,			
[...]			
§ 31 Elektrizitätsversorgungsunternehmen			
(1) Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind verpflichtet mitzuteilen		Unklar ist, warum die Auskunftspflichten im Verhältnis zum Übertragungsnetzbetreiber derart ausufernd sind auch im Vergleich zu den Beteiligungspflichten im Erstattungsverfahren für Gas und Wärme. Es bestehen zu umfangreiche Pflichten der Lieferanten gegenüber den ÜNB. Es existieren keine definierten und automatisierten Kommunikationsprozesse. Das Massenkundengeschäft ist ohne standardisierten elektronischen Datenaustausch nicht abbildbar. Dieser wird bis zum Start einer Strompreisbremse nicht vorliegen. Die vorgesehen	

		Mitteilungspflichten verursachen einen enormen Aufwand und sind daher nicht umsetzbar.	
[...]			
3. bei einem Lieferantenwechsel im Kalenderjahr 2023	Streichen	Dies ist im Massenkundengeschäft nicht umsetzbar und muss daher gestrichen werden. Marktprozesse existieren nicht und können bis zum Start der Preisbremse nicht etabliert werden. Diese Informationspflichten funktioniert im Massenmarkt nur mit elektronischen Datenaustausch. (siehe auch Anmerkungen zu § 8). Auf diese Aufwändige Umsetzung kann auch verzichtet werden, wenn auf den tatsächlichen Verbrauch statt auf historische Referenzzeiträume abgestellt wird. Dies wäre ein großer Hebel für die operative Vereinfachung. Darüber hinaus fielen auch die Nachteile, die mit einer historischen Betrachtung entstehen weg (weniger Verbrauch wegen Corona, Mehrverbrauch wegen Wärmepumpe und Elektromobilität)	
a) dem neuen Elektrizitätsversorgungsunternehmen, unverzüglich, spätestens innerhalb von sechs Wochen nach Beendigung des Energielieferungsverhältnisses,	Streichen		
aa) das bislang an der Netzentnahmestelle gewährte	Streichen		

Entlastungskontingent absolut sowie als Prozentsatz in Relation zu dem Referenzwert der dem Entlastungskontingent zugrundeliegenden Referenzwert nach § 6 zugrunde liegt,			
bb) den dem Entlastungskontingent zugrundeliegenden Referenzwert sowie die Angabe auf welcher Basis dieser gebildet wurde,	Streichen		
cc) die Höhe der dem Letztverbraucher im Abrechnungszeitraum gewährten Entlastungsbeträge,	Streichen		
dd) sofern einschlägig, den Schätzbetrag nach § 5 Absatz 2 Satz 2 Nummer 2 Buchstabe b.	Streichen		
ee) sofern einschlägig, die vereinbarte monatliche Verteilung des Entlastungskontingents,	Streichen		
b) dem Letztverbraucher in der Schlussrechnung die Angaben nach Buchstabe a und	Streichen		

[...]			
§ 32 Verteilernetzbetreiber			
(1) Verteilernetzbetreiber müssen der Bundesnetzagentur		Insgesamt enthalten die Vorschriften eine Vielzahl von Mitteilungspflichten von Daten, die VNB nur mit sehr hohem manuellem Aufwand sammeln, aufbereiten und mitteilen kann. Es sollte auch nicht Aufgabe der ÜNB sein, alle Unterlagen zu prüfen. Wenn, dann sollte eine Prüfung von staatlicher Seite erfolgen.	
1. die folgenden Angaben unverzüglich, nachdem sie verfügbar sind, zusammengefasst für jeden Abrechnungszeitraum mitteilen:			
a) gegliedert nach den in § 16 Absatz 1 gebildeten Anlagenkategorien die soweit möglich Strommenge und auf Verlangen einschließlich eines stundenscharfen Lastverlaufes, die von den an ihr Netz angeschlossenen Stromerzeugungsanlagen jeweils eingespeist worden ist; dabei ist die eingespeiste Strommenge um Anpassungen der Einspeisung auf Anforderung durch einen Netzbetreiber nach § 13a Absatz 1 des		Der stundenscharfe Lastverlauf ist nur erforderlich, wenn Stundenwerte zu Grunde gelegt werden (nicht bei Wind- und Solaranlagen). Insofern müsste das Verlangen bei diesen Anlagen besonders begründet werden.	

Energiewirtschaftsgesetzes zu korrigieren; auf Anforderung durch einen Netzbetreiber angepasste anlagenscharfe Lastgänge sind auf Verlangen der Bundesnetzagentur stundenscharf zu benennen und auszuweisen,			
b) anlagenscharf den jeweiligen anzulegenden Wert,	“anlagenscharf den anzulegenden Wert <u>je Stromerzeugungsanlage, soweit er bereits ermittelt wurde</u> (...)” Gemeint ist die um den Vorschlag des BDEW (s.o.) erweiterte Definition der Stromerzeugungsanlage	Hier ist eine Klarstellung erforderlich, ob die Mitteilung “anlagenscharf” sich auf die jeweilige Stromerzeugungsanlage bezieht. Wenn ja, fehlt (auch hier) eine eigene Vorschrift für die Zusammenfassung von Solaranlagen. Ein anlagenspezifischer anzulegender Wert liegt im Abrechnungssystem des VNB nicht vor, sondern muss aufwendig kalendermonatsbezogen ermittelt und dann der Durchschnittswert über die Monatswerte für den jeweiligen Abrechnungszeitraum gebildet werden. Jedenfalls sollte nur in den Fällen der anzulegender Wert übermittelt werden, in denen er bereits dem VNB vorliegt, weil sich die Anlage in der geförderten Direktvermarktung befand oder befindet oder einer Berechnung für eine Einspeisevergütung in Ausnahmefällen zu Grunde lag oder liegt.	

c)	gegliedert nach den in § 16 Absatz 1 gebildeten Anlagenkategorien eine Übersicht der Stromerzeugungsanlagen, für die der Verteilernetzbetreiber eine Mitteilung des Betreibers der Stromerzeugungsanlage nach § 29 Absatz 2 Nummer 1 erhalten hat,			
d)	gegliedert nach den in § 16 Absatz 1 gebildeten Anlagenkategorien eine Übersicht über die Zahlungen der einzelnen Betreiber von Stromerzeugungsanlagen;			
e)	die Summe der nach Teil 3 von den Betreibern von Stromerzeugungsanlagen vereinnahmten Abschöpfungsbeträge,			
f)	die Zahl der in ihrem Netz vorhandenen Entnahmestellen, aufgeschlüsselt nach dem zu dieser Entnahmestelle bekannten Letztverbrauch, wobei dieser Verbrauch in Spannen pro Kalenderjahr wie folgt anzugeben ist: 0 bis 10 000 Kilowattstunden, 10 001 bis 100 000 Kilowattstunden, 100 001 bis 2	Streichen	Im Sinne der Datensparsamkeit und der Vermeidung von Doppelerhebungen sollte die Mitteilungspflicht für Entnahmestellen und Letztverbrauchsmengen entfallen. Es ist weiterhin nicht ersichtlich, welchen Nutzen diese Datenerhebung hat.	

000 000 Kilowattstunden, mehr als 2 000 000 Kilowattstunden,,			
2. bis zum 31. Mai eines Jahres die Endabrechnung für das jeweils vorangegangene Kalenderjahr vorlegen	Streichen	Es ist nicht nachvollziehbar, warum eine Jahresendabrechnung erfolgen soll. Die VNB leiten vereinnahmte Zahlungen an den ÜNB weiter; damit ist der Zahlungsvorgang für den jeweiligen Abrechnungszeitraum abgeschlossen. Die Endabrechnung kann jedenfalls keine aufschiebende Wirkung haben, Kosten sind nach erfolgtem Nachweis zu erstatten.	
a) für jede einzelne Stromerzeugungsanlage unter Angabe der eindeutigen Nummer des Registers sowie zusammengefasst; § 24 Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ist entsprechend anzuwenden,	a) <u>auf Verlangen</u> für jede einzelne Stromerzeugungsanlage <u>die Angaben</u> <u>nach Nr. 1</u> unter Angabe der eindeutigen Nummer des Registers sowie zusammengefasst; § 24 Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ist <u>für die Zuordnung von</u> <u>Strommengen</u> entsprechend anzuwenden, <u>wenn die ins Netz</u> <u>eingespeisten Strommengen je</u> <u>Stromerzeugungsanlage nicht bereits</u> <u>messtechnisch erfasst werden;</u>	Hilfsweise, sofern die Endabrechnung nicht vollständig entfällt: Hier muss klargestellt werden, auf welche Angaben sich die Mitteilungspflicht genau bezieht und nach welchem Kriterium zusammengefasst werden soll. Zudem sollten diese Daten nur auf Verlangen zur Verfügung gestellt werden, wenn eine entsprechende Überprüfung erforderlich ist. Sofern sich die eingespeisten Strommengen bereits messtechnisch den einzelnen Stromerzeugungsanlagen zuordnen lassen, - ist eine	

		Aufteilung nach § 24 Abs. 3 EEG analog nicht erforderlich.	
b) für jede einzelne Entnahmestelle unter Angabe der für diese Entnahmestelle geltenden Identifikationsnummer sowie zusammengefasst und			
c) für die auszugleichenden Mehrkosten nach § 22 Absatz 2.			
(2) Verteilernetzbetreiber müssen die Informationen nach Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe a und Nummer 2 zeitgleich dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber mitteilen.			
(3) Verteilernetzbetreiber teilen dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber bis zum 31. März 2023 die Adressdaten der an ihr Netz angeschlossenen Stromerzeugungsanlagen einschließlich der Nummer des Registers mit. Stromerzeugungsanlagen, die nach dem 31. März 2023 in Betrieb genommen worden	(3) Verteilernetzbetreiber teilen dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber der BNetzA bis zum 31. März 2023 die Adressdaten der an ihr Netz angeschlossenen nach § 13 abzuschöpfenden Stromerzeugungsanlagen	BNetzA sollte diese Informationen erhalten, um ihren Aufsichtspflichten nach § 40 nachzukommen, nicht die ÜNB. Zumindest: Mitteilung der Daten nur für die Stromerzeugungsanlagen, die von der Abschöpfung betroffen sind, nicht alle an das jeweilige Netz angeschlossene Anlagen.	

sind, sind jeweils unverzüglich nachzumelden.	einschließlich der Nummer des Registers mit.		
	Neu: (5) Der Netzbetreiber, an dessen Netz die Stromerzeugungsanlage unmittelbar angeschlossen sind, haftet nicht für die Richtigkeit der durch den Betreiber der Stromerzeugungsanlage zu machenden Angaben nach Maßgabe von Teil 3 und den Anlagen 4 und 5 zum berechnenden Überschusserlös und Abschöpfungsbetrag. Sie haben insbesondere keine Verpflichtungen, Angaben auf Richtigkeit zu prüfen, Rechnungen auszustellen oder Ansprüche gegenüber dem Betreiber von Stromerzeugungsanlagen gerichtlich durchzusetzen.	Klarstellung der Verantwortungsbereiche der VNB.	
§ 33 Übertragungsnetzbetreiber			
(1) Die Übertragungsnetzbetreiber übermitteln der Bundesnetzagentur		Unverständlich bleibt, warum Übertragungsnetzbetreiber Informationen übermitteln müssen, die grundsätzlich auch an die Behörde direkt geliefert werden können.	

1. unverzüglich, nachdem sie verfügbar sind			
a) nach Ablauf eines Kalendermonats sämtliche zur Aufgabenerfüllung erforderlichen Angaben, insbesondere über bei ihnen eingegangene Zahlungen der Verteilernetzbetreiber, die auf von den Verteilernetzbetreibern vereinnahmte Abschöpfungsbeträge nach Teil 3 fallen,			
b) die Angaben nach § 31 Absatz 1 Nummer 1 zusammengefasst,	Streichen	Es ist nicht ersichtlich, dass diese Informationen nach 31 überhaupt erforderlich sind für die Abwicklung der Aufgaben durch die Beteiligten. Daher ist nicht ersichtlich, warum die Datenübermittlung über den Umweg der ÜNB laufen muss und nicht direkt an die Bundesnetzagentur.	
c) die Angaben nach § 31 Absatz 1 Nummer 1 zusammen mit der Firma und der Anschrift des Elektrizitätsversorgungsunternehmens für die 5 Prozent aller in diesem Monat meldenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen,	Streichen	Entsprechende Auswertungen kann die Bundesnetzagentur beziehungsweise eine andere Überwachungsbehörde selbst vornehmen. Da diese Daten schon an eine Prüfbehörde übermittelt werden ist fraglich, wieso sie von den ÜNB bearbeitet auch an die BNetzA übermittelt werden sollen. Das ist bürokratischer Mehraufwand.	

deren gewichteter Durchschnittspreis nach § 31 Nummer 1 Buchstabe a Doppelbuchstabe bb am weitesten oberhalb des einschlägigen Referenzpreises nach § 5 Absatz 2 Satz 1 liegt,			
2. bis zum 31. Juli zusammengefasst die Angaben nach § 31 Nummer 1 Buchstabe b.		Unklar ist, was hier zusammengefasst heißt. Geht es um alle Lieferungen insgesamt zusammengerechnet oder nur die Weiterleitung aller Unterlagen. Beides ist zusätzlicher Aufwand und damit abzulehnen.	
[...]			
§ 34 Testierung			
[...]			
§ 35 Formularvorgaben und digitale Übermittlung			
(1) Netzbetreiber stellen für die nach diesem Teil ihnen mitzuteilenden Angaben Formularvorlagen rechtzeitig vor Ablauf der für die jeweiligen Angaben geltenden Frist bereit.	1) Netzbetreiber stellen für die nach diesem Teil ihnen mitzuteilenden Angaben Formularvorlagen rechtzeitig vor Ablauf der für die jeweiligen Angaben geltenden Frist bereit. Das Bundesministerium für Wirtschaft und	In den Gesprächen zur praktischen Umsetzbarkeit der Abschöpfung wurde die Schaffung einer zentralen, digitalen Schnittstelle in Form eines Onlineportals zur Selbstveranlagung angekündigt, wenigstens ein entsprechendes Ermittlungstool, das durch einen qualifizierten Dienstleister im	

	Klimaschutz oder eine von diesem beauftragte Stelle entwickelt und stellt spätestens bis März 2023 ein Excel-Tool bereit, das die Betreiber von Stromerzeugungsanlagen zur Ermittlung des Überschusserlös sowie des Abschöpfungsbetrags nutzen müssen und zu dem auch der Bundesnetzagentur und den Verteilnetzbetreibern Zugang ermöglicht wird. Das Tool stellt zudem Formularvorlagen zu Form und Inhalt der Ergebnisse bereit, die für die Mitteilungspflichten gemäß § 29 verwendet werden müssen. Für Rückfragen wird für den Zeitraum vom 01.02.2023 bis 30.06.2023 in Verantwortung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz eine zentrale Telefon-Hotline mithilfe von Dienstleistern eingerichtet, die als zentrale Anlaufstelle zu allen Fragen rund um den Abschöpfungsprozess für alle Anlagenbetreiber dient.	Auftrag staatlicher Stellen erstellt werden sollte. Zudem sollte durch das Onlineportal/Ermittlungstool eine „einfache“ Eigenveranlagung für Anlagenbetreiber ermöglicht werden. Ein solches Onlineportal bzw. wenigstens Ermittlungstool ist das wesentliche Element der erfolgreichen praktischen Umsetzung, die aufgrund ihrer Komplexität anderenfalls viele Akteure zu überfordern droht. Darüber hinaus besteht sonst die Gefahr, dass jeder Anlagenbetreiber/Dienstleister seine eigene Berechnungslogik aufbaut, die zu unnötigen und vermeidbaren Rückfragen bei allen Beteiligten führt. Darüber hinaus wurde in den Gesprächen zugesagt, dass eine zentrale Anlaufstelle in Form einer Telefon-Hotline geschaffen wird.	
--	---	---	--

(2) Im Fall von Mitteilungen an eine Behörde kann diese Vorgaben zu Inhalt und Format der mitzuteilenden Daten machen.	(2) Im Fall von Mitteilungen an eine Behörde kann diese Vorgaben zu Inhalt und Format der mitzuteilenden Daten machen. Die Bundesnetzagentur stellt den Netzbetreibern spätestens zum 28. Februar 2023 ein offizielles Schreiben zur Verfügung, das den Betreiber von Stromerzeugungsanlagen über seine Pflichten aus diesem Gesetz informiert und auf den § 41 verweist sowie auf das anzuwendende Tool gemäß Absatz 1 inklusive der Telefon-Hotline.	In den vorgenannten Gesprächen wurde auch signalisiert, dass die anschreibenden Netzbetreiber ähnlich zur EEG-Umlage ein Schreiben der BNetzA erhalten, welches sie als Beileger verwenden können, damit der Anlagenbetreiber auch von behördlicher Stelle über seine Rechte und Pflichten informiert wird.	
(3) Nach diesem Teil zu machende Angaben müssen unter Verwendung der Formularvorlagen nach Absatz 1 und der Vorgaben nach Absatz 2 übermittelt werden.	3) Die Bundesnetzagentur stellt für die nach diesem Teil zu machende ihnen mitzuteilenden Angaben müssen unter Verwendung der Formularvorlagen rechtzeitig vor Ablauf der für die jeweiligen Angaben geltenden Frist bereit nach Absatz 1 und der Vorgaben nach Absatz 2 übermittelt werden.	Verantwortliche Basis und Drehscheibe beim Austausch von Informationen ist die BNetzA, daher müssen auch von dieser Stelle die entsprechenden Vorlagen gestellt werden.	
(4) Die Übertragungsnetzbetreiber richten jeweils für ihre Regelzone oder gemeinsam eine Internetplattform zur Übermittlung von	(4) Die Übertragungsnetzbetreiber richten jeweils für ihre Regelzone oder gemeinsam eine Internetplattform zur		

Mitteilungen nach § 29 Absatz 1 ein. Soweit die Internetplattform eingerichtet ist, müssen die Mitteilungen unter Nutzung der Internetplattform übermittelt werden. Die Bundesnetzagentur erhält Zugriff auf die Mitteilungen, die über die Internetplattform nach Satz 1 gemeldet worden sind, dabei bleibt § 40 unberührt.	Übermittlung von Mitteilungen nach § 29 Absatz 1 ein. Soweit die Internetplattform eingerichtet ist, müssen die Mitteilungen unter Nutzung der Internetplattform übermittelt werden. Die Bundesnetzagentur erhält Zugriff auf die Mitteilungen, die über die Internetplattform nach Satz 1 gemeldet worden sind; § 40 bleibt unberührt. Im Fall von Mitteilungen an eine Behörde kann diese Vorgaben zu Inhalt und Format der mitzuteilenden Daten machen.		
	Absatz 5 (neu): Nach diesem Teil zu machende Angaben müssen unter Verwendung der Formularvorlagen nach Absatz 1 und der Vorgaben nach Absatz 2 übermittelt werden.		
(5) Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz richtet unverzüglich eine elektronische Schnittstelle zur Übermittlung von Preissicherungsmeldungen nach § 29 Absatz 3 ein. [...]Soweit das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz oder im Fall des Satz 4 die Bundesnetzagentur Vorgaben zur Nutzung der elektronischen Schnittstelle gemacht haben,	(5-7) Das Bundesministerium ...	Absatz 5 wird Absatz 7.	

müssen Mitteilungen nach § 29 Absatz 3 unter Beachtung dieser Vorgaben übermittelt werden.			
	(neu: Absatz 6 = Absatz 4 mit Ergänzungen): Die Übertragungsnetzbetreiber richten jeweils für ihre Regelzone oder gemeinsam eine Internetplattform zur Übermittlung von Mitteilungen nach § 29 Absatz 1 und zur Nutzung des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz entwickelten Tool zur Berechnung Überschusserlöses nach Absatz 1 ein. Soweit die Internetplattform und das Tool eingerichtet sind, müssen die Mitteilungen unter Nutzung der Internetplattform übermittelt werden. Die Bundesnetzagentur erhält Zugriff auf die Mitteilungen, die über die Internetplattform nach Satz 1 gemeldet worden sind; § 40 bleibt unberührt.	Klarstellung, dass BMWK verantwortlich ist für Toolentwicklung und dass die ÜNB dieses auf ihrer Internetseite veröffentlichen.	
(6) Eine Haftung der Übertragungsnetzbetreiber für Schäden, die aus der Verwendung der Internetplattform nach Absatz 4 entstehen, ist ausgeschlossen; dies gilt nicht für	(68) Eine Haftung der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber für Schäden, die aus der		

Vorsatz.	Verwendung der bereitgestellten Formularvorlagen oder Internetplattform nach Absatz 4 6 entstehen, ist ausgeschlossen; dies gilt nicht für Vorsatz.		
[...]			
[...]			
Abschnitt 3 Sonstige Pflichten			
§ 37 Arbeitsplatzerhaltungspflicht			
(1) Letztverbraucher, die Unternehmen sind, Arbeitnehmer beschäftigen und auf Grundlage dieses Gesetzes und des Gesetzes zur Einführung von Preisbremsen für leitungsgebundenes Erdgas und Wärme insgesamt Entlastungen über 2 Millionen Euro beziehen, [...]	§ 37 Abs. 4 sieht vor, dass Rückforderungen direkt zwischen Letztverbraucher und Staat erfolgen. Dies sollte ebenfalls für alle anderen Rückforderungsansprüche im Sinne dieses Gesetzes gelten.		
§ 38 Aufbewahrungspflichten			
[...]			
Teil 6 Behördliches Verfahren			
§ 39 Missbrauchsverbot			
(1) Elektrizitätsversorgungsunternehmen ist eine Gestaltung ihrer Preissetzung oder eine		Durch die Norm sollen missbräuchliche Preisanpassungen verhindert werden. Die	

sonstige Verhaltensweise verboten, die eine missbräuchliche Ausnutzung, die sie aufgrund der Regelung zur Entlastung von Letztverbrauchern nach den Bestimmungen dieses Gesetzes darstellt. Insbesondere ist ihnen im Zeitraum vom 1. Januar 2023 bis zum Ablauf des 31. Dezember 2023 verboten, ihre in die Ermittlung des Erstattungsanspruchs nach § 20 und des Anspruchs auf Abschlagszahlungen nach § 23 einfließenden Arbeitspreise zu erhöhen, es sei denn, das Elektrizitätsversorgungsunternehmen weist nach, dass die Erhöhung sachlich gerechtfertigt ist, wobei die Umkehr der Darlegungs- und Beweislast nur in Verfahren vor dem Bundeskartellamt gilt. Eine sachliche Rechtfertigung kann sich ergeben aus		Begründung sollte klarstellen angemessene Preisänderungen weiterhin möglich sind.	
1. marktbasierten Preis- und Kostenentwicklungen oder,		Es muss sichergestellt werden, dass erhöhter Personalbedarf und Mehrkosten durch Inflation und auch Mehr-aufwendungen aus diesem Gesetz in den Preisen berücksichtigt werden können unter die unter Beachtung von § 315 BGB	
2. der Entwicklung der vom Elektrizitätsversorgungsunternehmen im			

regulatorischen Sinn nicht beeinflussbaren Preis- und Kostenbestandteile.			
Insbesondere sind Gestaltungen auch insoweit nicht zu rechtfertigen, als ein Anstieg der Beschaffungskosten ursächlich auf einer Veräußerung vor dem 25. November 2022 beschaffter Energiemengen und anschließender teurerer Widerbeschaffung beruht.			
(2) Das Bundeskartellamt kann ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das seine Verhaltensmöglichkeiten im Sinne des Absatzes 1 missbräuchlich ausnutzt, verpflichten, sein missbräuchliches Handeln abzustellen. Es kann dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen alle Maßnahmen aufgeben, die erforderlich sind, um das missbräuchliche Handeln wirksam abzustellen. Es kann insbesondere			
1. anordnen, dass die Erstattungen nach § 20 und Abschlags- und Vorauszahlungen nach § 23 von dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen ganz oder teilweise an die	1. anordnen, dass die Erstattungen nach § 20 und Abschlagszahlungen nach § 23 von dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen missbräuchlich ganz oder teilweise an	Die Energiewirtschaft wird bei der Abwicklung der Preisbremsen an der Schnittstelle von Staat und Bürger eingebunden. Die Energiewirtschaft ist bereit, nach Kräften zum Gelingen der Preisbremsen beizutragen. Klar muss aber auch sein, dass Unternehmen der Energiewirtschaft (insbesondere die Netzbetreiber und Lieferanten)	

Übertragungsnetzbetreiber zurückzuerstatten sind sowie	die Übertragungsnetzbetreiber zurückzuerstatten sind sowie	nur die not-wendigsten Aufgaben übernehmen können. Grundsätzlich hoheitliche Aufgaben muss der Staat übernehmen. Dies betrifft bei den Netzbetreibern insbesondere Prüf-, Inkasso-, Rechtsdurchsetzungspflichten oder auch Korrektur- und Rückabwicklungsprozesse. Stattdessen sollten staatliche Akteure, gegebenenfalls unter Zuhilfenahme von Dienstleistern, der Energiewirtschaft eine Fokussierung auf ihre energie-wirtschaftlichen Kernaufgaben ermöglichen. Die Rückabwicklung muss im Verhältnis Letztverbraucher/Staat abgewickelt werden. Darüber hinaus darf missbräuchliches Verhalten der Letztverbraucher sich nicht auf die Lieferanten oder die Netzbetreiber auswirken.	
2. die Abschöpfung sonstiger wirtschaftlicher Vorteile des Elektrizitätsversorgungsunternehmens anordnen und dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen die Zahlung des entsprechenden Geldbetrags auferlegen.			
[...]			

§ 40 Aufsicht der Bundesnetzagentur			
[...]			
§ 41 Festsetzungen der Bundesnetzagentur			
(1) Sofern und soweit ein Betreiber von Stromerzeugungsanlagen seinen Mitteilungs- oder Zahlungspflichten nach § 29 und § 14 Absatz 1 nicht, nicht fristgerecht oder nicht ordnungsgemäß nachkommt, kann die Bundesnetzagentur eine angemessene Frist zur Erfüllung dieser Pflichten gegenüber dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Stromerzeugungsanlage unmittelbar angeschlossen ist, setzen. Kommt ein Betreiber von Stromerzeugungsanlagen seinen Pflichten nicht innerhalb der nach Satz 1 gesetzten Frist nach, setzt die Bundesnetzagentur die Überschusserlöse in Form eines zahlenmäßig bestimmten Geldbetrages nach dem in Absatz 3 festgelegten Verfahren gegenüber dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage und den Netzbetreibern fest. Gegenüber Gesellschaftern und Unternehmen, die mit dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage	(1) Sofern und soweit ein Betreiber von Stromerzeugungsanlagen seinen Mitteilungs- oder Zahlungspflichten nach § 29 und § 14 Absatz 1 nicht, nicht fristgerecht oder nicht ordnungsgemäß nachkommt, kann wird die Bundesnetzagentur dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage eine angemessene Frist zur Erfüllung dieser Pflichten gegenüber dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Stromerzeugungsanlage unmittelbar angeschlossen ist, setzen. Kommt ein Betreiber von Stromerzeugungsanlagen seinen Pflichten nicht innerhalb der nach Satz 1 gesetzten Frist nach, setzt die Bundesnetzagentur die Überschusserlöse in Form eines zahlenmäßig bestimmten Geldbetrages nach dem in Absatz 3 festgelegten Verfahren gegenüber	Hier besteht kein Ermessensspielraum. Das sollte in der Regelung zum Ausdruck kommen.	

in einem in § 15 genannten Rechtsverhältnis stehen, sind die Sätze 1 und 2 entsprechend anzuwenden.	dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage fest und informiert den Netzbetreibern fest . [...]	Es muss klargestellt werden, dass die Festsetzung gegenüber dem Betreiber von Stromerzeugungsanlagen und nicht dem VNB erfolgt.	
(2) Für die Zwecke des Absatzes 1 informiert der Netzbetreiber die Bundesnetzagentur unverzüglich, wenn ein Betreiber von Stromerzeugungsanlagen			
1. seine Mitteilungspflicht nach § 29 Absatz 1 oder Absatz 2 verletzt oder			
2. seiner Zahlungspflicht nach § 14 Absatz 1 nicht nachkommt.			
Die Mitteilung nach Satz 1 muss auch dann erfolgen, wenn dem Netzbetreiber begründete Anhaltspunkte dafür vorliegen, dass ein Betreiber von Stromerzeugungsanlagen entgegen § 29 Absatz 1 oder Absatz 2 unrichtige oder unvollständige Angaben macht, die für die Höhe der abschöpfbaren Überschusserlöse	Streichen.	Da die VNB die Höhe der Abschöpfungsbeträge der einzelnen Anlagen nicht beurteilen können, können sie auch keine begründeten Anhaltspunkte dafür haben, dass die ermittelten Zahlungsbeträge unrichtig sind.	

erheblich sein können, oder seiner Zahlungspflicht nach § 14 Absatz 1 nicht ordnungsgemäß nachkommt.		Für andere Angaben besteht keine Prüfpflicht. Dies liegt nicht im Zuständigkeitsbereich der Netzbetreiber.	
[...]			
(6) Wenn die Zahlung des durch die Bundesnetzagentur festgesetzten Geldbetrages nach den Absätzen 4 bis 5 nicht oder nicht fristgerecht gegenüber dem regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber erfolgt, ist dieser berechtigt und verpflichtet, die Erfüllung der Zahlungspflicht des Betreibers der Stromerzeugungsanlage in der festgesetzten Höhe auf dem Rechtsweg durchzusetzen.	Streichen	Auch die gerichtliche Durchsetzung sollte bei der BNetzA liegen.	
§ 42 Rechtsschutz			
[...]			
Teil 7 Verordnungsermächtigungen, Übergangs- und Schlussbestimmungen			
§ 47 Verordnungsermächtigung zum Anwendungsbereich			

Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates		Eine Verlängerung der Maßnahmen ist abzulehnen, insbesondere wenn sie nicht unbedingt erforderlich sind. bis zum 31. April 2024 sollte die Bundesrepublik Deutschland in der Lage sein derartige Unterstützungsmaßnahmen selbst durchzuführen und nicht Tausende Unternehmen, deren Aufgabe ist es die Energieversorgung aufrechtzuerhalten und zu sichern für die Umsetzung dieser staatlichen Aufgabe zu nutzen.	
1. den zeitlichen Anwendungsbereich des Teils 2 bis zum 30. April 2024 zu verlängern und die hierfür erforderlichen Bestimmungen zu regeln, wobei sie zwischen verschiedenen Gruppen von Letztverbrauchern unterscheiden kann; dabei kann sie insbesondere			
a) die Höhe und Berechnung des Differenzbetrags nach § 5, des Entlastungskontingents nach § 6 und der Höchstgrenzen nach § 9 neu bestimmen, soweit dies für die beihilferechtliche Genehmigung der Entlastung erforderlich ist, und			

b) die erforderlichen Nachweis-, Informations- und Mitteilungspflichten regeln,			
2. Den zeitlichen Anwendungsbereich des Teils 3 abweichend von § 13 Absatz 1 zu regeln und unter Beachtung der Voraussetzungen des § 13 Absatz 2 Satz 3 und der Höchstdauer nach §13 Absatz 2 Satz 4 zu bestimmen, dass Teil 3 auch anzuwenden ist auf			
a) Strommengen, die nach dem 30. Juni 2023 im Bundesgebiet erzeugt wurden, oder		Bei der Abschöpfung der Übererlöse sind negative Folgen auf die mittel- und langfristige Funktionalität der nationalen, europäischen und globalen Energiemärkte und Investitionsentscheidungen zu erwarten. Das gilt insbesondere für den Terminmarkt, dem ohne ein Enddatum zum 30.06.2023, wie in der Verordnung EU 2022/1854 vorgesehen, schwerer und nachhaltiger Schaden droht. Die Beeinträchtigung des Terminmarktes wirkt preistreibend und verteuert so wiederum die Entlastungsmaßnahmen.	
b) Absicherungsgeschäfte, die nach dem 30. Juni 2023 im Bundesgebiet ganz oder teilweise erfüllt werden müssen;		Siehe oben	

im Fall einer Verlängerung des zeitlichen Anwendungsbereichs über den 31. Dezember 2023 hinaus kann die Bundesregierung in dieser Verordnung auch die Werte neu bestimmen, bei deren Überschreitung Überschusserlöse im Sinn des § 16 Absatz 1 vorliegen; für Stromerzeugungsanlagen, die Strom auf der Basis von Abfall erzeugen, müssen neue Werte bestimmt werden.	im Fall einer Verlängerung des zeitlichen Anwendungsbereichs über den 31. Dezember 2023 hinaus kann die Bundesregierung in dieser Verordnung auch die Werte neu bestimmen, bei deren Überschreitung Überschusserlöse im Sinn des § 16 Absatz 1 vorliegen; für Stromerzeugungsanlagen, die Strom auf der Basis von Abfall erzeugen, müssen neue Werte bestimmt werden. In diesem Fall wird das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz ein online Portal zur weiteren Abwicklung des Teil 3 in Auftrag geben, um das durch das Tool gemäß § 28 Nummer 3 abzulösen und die Datenmeldungen nach § 29 zu bündeln.		
§ 49 Auszahlung und Höhe Entlastungsbetrag Januar und Februar 2023			
(1) Abweichend von § 4 werden die Entlastungsbeträge für die Monate Januar 2023 und Februar 2023	(1) Abweichend von § 4 und § 7 erfolgt die Berücksichtigung der Entlastungsbeträge für Entnahmen in den die Monaten Januar 2023 und Februar 2023 erst mit dem	Die Formulierung ist nicht eindeutig. Ausweislich der Begründung hält auch das BMWK die Umsetzung der Vorgaben des Gesetzes zum 1. Januar 2023 nicht für möglich. Die Entlastungsbeträge sollen also mit den Entlastungsbeträgen offensichtlich im Monat März	

1. Letztverbrauchern und sonstigen Letztverbrauchern mit dem Entlastungsbetrag für den Monat März 2023 von dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen gewährt, das den Letztverbraucher an der betreffenden Netzentnahmestelle am 1 März 2023 beliefert, 2. jeweils nach den Vorgaben des § 4 Absatz 2 aus dem Produkt des Differenzbetrages und des Entlastungskontingents für den Monat März 2023 ermittelt..	Entlastungsbetrag, der ab März 2023 zu gewähren ist. 1. Letztverbrauchern und sonstigen Letztverbrauchern mit dem Entlastungsbetrag für den Monat März 2023 von dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen gewährt, das den Letztverbraucher an der betreffenden Netzentnahmestelle am 1 März 2023 beliefert, 2. jeweils nach den Vorgaben des § 4 Absatz 2 aus dem Produkt des Differenzbetrages und des Entlastungskontingents für den Monat März 2023 ermittelt. (2) Für Letztverbraucher nach § 5 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 und § 6 Satz 1 Nr. 1 Buchstabe a [SLP-Kunden], die in den Monaten Januar und Februar mit Strom beliefert worden sind, ist zusätzlich zu den Entlastungen nach § 4 für die Monate Januar und Februar 2023 jeweils der für den Monat März	gewährt werden. Das geht allerdings aus dem Wortlaut nicht hervor. Zum einen ist die Unterscheidung zwischen Letztverbrauchern und sonstigen Letztverbrauchern unnötig. Wenn alle Letztverbraucher gemeint sind, unabhängig davon, wie sie ihre Entlastung erhalten, sollte auch nur von Letztverbrauchern, die Rede sein, die einen Entlastungsanspruch haben und § 7 in der Aufzählung ergänzt werden. In den Nummern 1 und 2 sind nur solche Letztverbraucher angesprochen, die nicht unter die Regelung für sonstige Letztverbraucher in § 7 fallen, zum einen weil die Entlastung durch das EVU erfolgen soll und nicht durch den ÜNB und zum anderen weil nochmals ausdrücklich § 4 erwähnt ist. Darüber hinaus erfolgt die Abschlagszahlung ebenso wie die Entlastung für den im Monat März entnommenen Strom ggf. im März aber nicht in jedem Fall (wenn der Liefermonat vom 5. März bis zum 4. April geht). Die Abrechnung des entnommenen Stroms für Kunden die monatlich abgerechnet werden erfolgt in jedem Fall im Nachhinein, so dass der Entlastungsbetrag für die
--	--	---

	2023 nach § 6 ermittelte Entlastungsbetrag zu berücksichtigen. (3) Für Letztverbraucher nach § 5 Absatz 2 Satz 1 Nr. 2 und § 6 Satz 1 Nr. 1b [RLM-Kunden], die in den Monaten Januar und Februar mit Strom beliefert worden sind, ist zusätzlich zu den Entlastungen nach § 4 für die Monate Januar und Februar 2023 jeweils der nach Maßgabe der §§ 5 bis 11 ermittelte Entlastungsbetrag zu berücksichtigen. (4) Für Letztverbraucher nach § 4 Absatz 1 ist für die Entlastung nach den Absätzen 1 bis 3 das Elektrizitätsversorgungsunternehmen zuständig, das den jeweiligen Letztverbraucher am 1. März 2023 mit Strom beliefert hat.	Lieferung im Monat März erst im April berücksichtigt werden kann. Dafür spricht auch, dass bei einer monatlichen Abrechnung z.B. von RLM-Kunden im Januar, der im Dezember 2022 entnommene Strom abgerechnet wird, der nicht in den Anwendungsbereich des Gesetzes fällt. Außerdem Darüber hinaus sollte die Regelung aus Transparenzgründen bereits am Anfang des Gesetzes festgehalten sein, z.B. nach § 7 bzw. Sie betrifft die Umsetzung des Entlastungsanspruchs und damit den zeitlichen Geltungsbereich bzw. den Inhalt des Anspruchs. Sonstige Letztverbraucher nach § 7 sollten von direkt über die staatliche Stelle abgewickelt werden und nicht über die Übertragungsnetzbetreiber – siehe entsprechende Vorschläge.	
[...]			
§ 50 Beihilferechtlicher Genehmigungsvorbehalt			
Dieses Gesetz darf erst nach der beihilferechtlichen Genehmigung durch die		Die beihilferechtliche Genehmigung ist Voraussetzung für die Umsetzung der	

Europäische Kommission und angewandt werden. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz gibt den Tag, ab dem dieses Gesetzes nach Satz 1 anzuwenden ist, im Bundesgesetzblatt bekannt.		Preisbremsen. Die Unternehmen benötigen schnellstmöglich Klarheit, ob das Gesetz in der vorgelegten Form umgesetzt werden kann. Auch die Vorauszahlungen an die EVU müssen schnellstmöglich rechtlich abgesichert werden. Dies ist unabdingbar für die Vorbereitung und Durchführung der Preisbremsen.	
Anlage 1 (zu § 2 Nummer 5) Krisenbedingte Energiemehrkosten			
Anlage 2 (zu § 9) Besonders von hohen Energiepreisen betroffene Sektoren und Teilsektoren			
	Folgende WZ-2008 Code wären zu ergänzen: Trinkwasser 360 und Abwasser 370	Bei der Trinkwasserversorgung handelt es sich um energieintensive Unternehmen, die für Grundversorgung der Bevölkerung mit dem lebenswichtigen Gut Trinkwasser zuständig sind. Die Energieintensität liegt insbesondere an den dauerhaft zu betreibenden Pumpen, die das Trinkwasser in ausreichendem Druck auch in mehrstöckige Häuser und höher gelegene Versorgungsgebiete transportieren. Darüber hinaus wird für die Förderung von Rohwasser und für die Wasseraufbereitung zu Trinkwasser Strom	

		im großen Umfang benötigt. Der Energieanteil der Kosten liegt bei der Trinkwasserversorgung bei rund 26 Prozent. Auch die Abwasserentsorgung ist auf Pumpstrom angewiesen, um Abwasser zu transportieren. Hinzu kommt die Reinigungsleistung auf Kläranlagen, die durch Umwälzung, Belüftung, Erwärmung etc. sehr energieintensiv ist. Oft zählen Kläranlagen zu den	
Anlage 3(zu § 16 Absatz 1 Nummer 5) CO₂-Kosten Braunkohle			
[...]			
Anlage 4 Absicherungsgeschäfte, die vor dem 1. November 2022 abgeschlossen worden sind			
Ergebnis aus Absicherungsgeschäften im Sinn dieser Anlage ist das Fair Value Ergebnis von Absicherungsgeschäften für die geplante Einspeisung im Abrechnungszeitraum der Stromerzeugungsanlage aus Verträgen, die vor dem 1. November 2022 geschlossen wurden.	Ergebnis aus Absicherungsgeschäften im Sinn dieser Anlage ist das Fair Value realisierte Ergebnis von Absicherungsgeschäften für die geplante Einspeisung im Abrechnungszeitraum der Stromerzeugungsanlage aus Verträgen, die vor dem 1. November 2022 geschlossen wurden. Für Absicherungsgeschäfte für Kohlendioxid-CO₂-Zertifikaten - ist das Fair Value	Der in Anlage 1 Nr. 1.1 verwendete Begriff „Fair Value“ ist für die Absicherungsgeschäfte für Strom und Brennstoffe nicht geeignet. Für diese Geschäfte stehen die Ergebnisse nicht wie in Nummer 1.3 beschrieben erst zu einem bestimmten Stichtag fest, sondern nach ihrer Realisierung. Daher sollte in Numer 1.1 entsprechend zwischen CO ₂ -Absicherungsgeschäften, deren Wert auf einen	

	Ergebnis im Sinne von Nummer 1.3 anzusetzen. .	bestimmten Stichtag abstellt und anderen Absicherungsgeschäften differenzieren.	
2. Ermittlung und Meldung der Ergebnisse			
2.2 Dabei sind alle Absicherungsgeschäfte, zu ermitteln und mitzuteilen, die eindeutig und nachweisbar zum Zwecke der Absicherung der Stromvermarktung oder der Kohlendioxid-Kosten eingegangen wurden und die nach den Bestimmungen dieser Anlage der jeweiligen Stromerzeugungsanlage für den Abrechnungszeitraum zuzuordnen sind und die Anforderungen nach dieser Anlage erfüllen.	2.2 Dabei sind alle Absicherungsgeschäfte, zu ermitteln und mitzuteilen, die eindeutig und nachweisbar zum Zwecke der Absicherung der Stromvermarktung Deckungsbeiträge aus Stromerzeugung oder der Kohlendioxid-Kosten eingegangen wurden und die nach den Bestimmungen dieser Anlage der jeweiligen Stromerzeugungsanlage für den Abrechnungszeitraum zuzuordnen sind und die Anforderungen nach dieser Anlage erfüllen.	Implizite Absicherungsgeschäfte (Implicit Fuel Hedges) müssen berücksichtigt werden Der Gesetzesentwurf lässt offen, ob auch Brennstoff-Absicherungsgeschäfte vor dem 1.11.2022 angerechnet werden können. Strom- und CO2-Absicherungsgeschäfte werden explizit erwähnt, Gas- und Kohle-Absicherungsgeschäfte zur Absicherung einer Stromposition aber nicht.	

4. Weitere Maßgaben			
4.1 Absicherungsgeschäfte innerhalb des Unternehmens oder mit Unternehmen nach § 15 Absatz 1 dürfen nicht berücksichtigt werden. In diesem Fall sind Absicherungsgeschäfte dieser Parteien mit Dritten dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage zuzurechnen, soweit eine klare Zuordnung anhand der Bestimmungen dieser Anlage zu der Erzeugung der Stromerzeugungsanlage möglich ist.	Absicherungsgeschäfte innerhalb des Unternehmens oder mit Unternehmen nach § 15 Absatz 1 dürfen nicht nur nach Prüfung auf Marktgerechtigkeit berücksichtigt werden. Marktgerechtigkeit liegt vor, wenn sie im Rahmen des letzten vom Wirtschaftsprüfer testierten Jahresabschlusses dem Erzeugungsgeschäft als Absicherungsgeschäft zugeordnet waren und vor dem 31.10. abgeschlossen wurden. In diesem Fall Andernfalls sind Absicherungsgeschäfte dieser Parteien mit Dritten dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage zuzurechnen, soweit eine klare Zuordnung anhand der Bestimmungen dieser Anlage zu der Erzeugung der Stromerzeugungsanlage möglich ist.	Viele Stromerzeuger lassen ihre Strommengen durch Terminverträge von Vermarktern an den Börsen platzieren. Diese Vermarkter können auch verbundene Unternehmen nach § 15 Abs. 1 StromPBG sein, die den Strom aufkaufen und in ihrem Portfolio an die Börsen weiterverkaufen. Entsprechend muss es dem Wirtschaftsprüfer ermöglicht werden, bei der Testierung der Terminmarktabsicherungen Handelsgeschäfte in einer anderen Legaleinheit im Konzernverbund zu berücksichtigen. Wir gehen davon aus, dass 4.1 diese Zuordnung ermöglicht.	
[...]			

4.6 Soweit bei einem Betreiber mehrerer Stromerzeugungsanlagen vor dem 1. November 2022 keine eindeutige Zuordnung von Absicherungsgeschäften des Erzeugungsportfolios zu einzelnen Erzeugungsanlagen des Portfolios dokumentiert ist, erfolgt die Zuordnung nach den im Folgenden dargestellten typischen Einsatzstunden von Stromerzeugungs-Technologien:	Soweit bei einem Betreiber mehrerer Stromerzeugungsanlagen vor dem 1. November 2022 keine eindeutige Zuordnung von Absicherungsgeschäften des Erzeugungsportfolios zu einzelnen Erzeugungsanlagen Erzeugungstechnologien des Portfolios dokumentiert ist bzw. zu einzelnen Erzeugungsanlagen im Bereich der Erneuerbaren. Wenn dieses relevant dafür ist, ob die Anlage unter die Abschöpfung fällt, erfolgt die Zuordnung nach den im Folgenden dargestellten typischen Einsatzstunden von Stromerzeugungs-Technologien.	Absicherungsgeschäfte sind anlagenscharf zu übermitteln. Falls dies nicht möglich ist, werden synthetische Verteilungsschlüssel für alle Anlagen herangezogen, basierend auf durchschnittlichen Einsatzstunden pro Technologie. Das führt zu unkalkulierbaren Effekten der Zuordnung der historischen Hedges zu einzelnen Kraftwerken und damit zu Technologien. Dies kann den Abschöpfungsbetrag immer dann deutlich verändern, wenn technologiespezifische Hedges aus diesem Grund auf andere Technologien verteilt werden müssen, die nicht der Abschöpfung unterliegen. Grundsätzlich sollten die Absicherungsgeschäfte der jeweiligen Technologien zugeordnet werden und nicht einzelnen Anlagen. D.h. es müsste in Anlage 4 der Begriff „Stromerzeugungsanlage“ durch „Technologie“ ersetzt werden, es sei denn eine Zuordnung ist für die Höhe der Abschöpfung relevant. Dies würde den Erfüllungsaufwand erheblich verringern. Der Abschnitt 4.6 in Anlage 4 müsste entsprechen umformuliert werden:
--	---	--

Anlage 5 (Absicherungsgeschäfte, die nach dem 31. Oktober 2022 abgeschlossen worden sind)			
[...]			
2.5 Die Summe der Mengen aus Preissicherungsmeldungen, die für eine Stromerzeugungsanlage mit Wirkung für einen Börsenhandelstag maximal gemeldet werden darf, darf für jede Stunde des Erfüllungszeitraums der Handelsprodukte, auf die sich die Preissicherungsmeldungen beziehen, sowohl für Strom als auch für Kohlendioxid einen Betrag nicht übersteigen oder unterschreiten, der im Bereich zwischen minus 1 Prozent und 1 Prozent der Menge liegt, die für die Stromerzeugungsanlage insgesamt maximal gemeldet werden darf.		Die Regelung in Nr. 2.5 kann hinsichtlich der Prozentsätze vor allem für Unternehmen ein Problem werden, die keinen großen Kraftwerkspark oder kein großes Portfolio managen und die grundsätzlich innerhalb einer kurzen Zeit ggf. bei einem Ausfall 100 % am Markt beschaffen könnten. Daher sind die Prozentsätze mit einem Prozent sehr niedrig gegriffen und können dazu führen, dass solche Unternehmen tatsächlich höher abgeschöpft werden als sie Gewinn erzielen. Hier sollte eine Anpassung erfolgen.	
		Ausweislich der Antwort 8 des Fragen-Antworten-Katalogs des BMWK soll die Anlage 5 folgendes sicherstellen: „Über die Terminmarktkorrektur wird sichergestellt, dass auch nur tatsächlich angefallene	

		Zufallsgewinne abgeschöpft werden, unabhängig vom aktuellen Geschehen am Spotmarkt. Hier gibt es eine zusätzliche Sicherheitsmarge von 1 ct/kWh, die immer zugunsten der Unternehmen wirkt.“ Eine Regelung die dies sicherstellt ist weder in Anlage 5 noch in § 17 zu erkennen. Das Ziel nur tatsächlich angefallene Zufallsgewinne abzuschöpfen ist in jedem Fall sinnvoll und sollte Eingang ins Gesetz finden ebenso wie die in Frage 8 angesprochene Sicherheitsmarge.	
		Frage 12 des FAQ des BMWK führt aus: „Verluste aus ungeplanten Kraftwerksausfällen werden in der Berechnung der Abschöpfung dadurch berücksichtigt, dass positive und negative Deckungsbeiträge innerhalb eines Monats saldiert werden. Verluste in einer Stunde werden mit Zufallsgewinnen in einer anderen Stunde verrechnet. Das verringert den Abschöpfungsbetrag und schützt die Stromerzeuger. Bei ungeplanten Kraftwerksausfällen wird nicht „zu viel“ abgeschöpft.	

		Deckungsbeiträge aus Terminmarktgeschäften werden über die gesamte Laufzeit der Strompreisbremse fortlaufend saldiert. Mehrabschöpfung durch Termingewinne können mit Minderabschöpfung durch Terminverluste gegengerechnet werden. Auch dies schützt die Unternehmen vor einer übermäßigen Belastung....“ Auch diese Aussage ist begrüßenswert, findet sich aber weder in Anlage 5 noch in § 17 des Gesetzes.	
Anlage 6 (zu § 17 Nummer 2)	NEU		
	Festpreisvermarktungsgeschäfte für Windenergieanlagen und Solaranlagen, die nach dem 31. Oktober 2022 abgeschlossen worden sind, sofern der Betreiber vom Wahlrecht nach § 17 Satz 2 Gebrauch macht	Für die Berücksichtigung von Festpreisvermarktungsverträgen nach § 17 Nr. 2 gilt: Die Berechnung des Erlöses erfolgt nicht auf Grundlage des tatsächlichen PPA-Preises sondern auf der Grundlage von Börsenstrompreisen. Multipliziert man die börslichen Settlement-Preise am Tag des PPA-Abschlusses mit dem Marktwertfaktor (MWF) der entsprechenden Technologie und zieht einen pauschalen Sicherheitsabschlag für die Terminvermarktung ab, so ergibt sich ein Benchmark für den Erlös aus dem PPA. Anlagenbetreiber mit einem PPA können ex ante entscheiden, ihre Zufallsgewinne über diesen Benchmark-Ansatz zum Vertragsabschluss	

		abzuschöpfen zu lassen und können die damit fixierten Preise für die Ermittlung der Übererlöse berücksichtigen.	
1. Definitionen			
1.1	Festpreisvermarktungsmeldung ist die gemeldete Kombination aus Handelsprodukt und kalendermonatlicher Menge in Megawattstunden (MWh) für eine bestimmte Stromerzeugungsanlage, für die mit Wirkung für einen Börsenhandelstag eine Festpreisvermarktung erfolgen soll.		
1.2	Handelsprodukt im Sinne dieser Anlage sind alle am jeweiligen Börsenhandelstag an der Energiebörse European Energy Exchange AG in Leipzig (EEX) für die Gebotszone Deutschland und Luxemburg handelbaren Produkte für Strom (EEX German Power Base und Peak Futures) mit Laufzeit von einem Monat, Quartal oder Jahr. Das Handelsprodukt muss den jeweiligen Monat umfassen.		

1.3	Referenzmarktpreis ist der Settlementpreis des gemeldeten Handelsprodukts am Börsenhandelstag, mit dessen Wirkung die Meldung erfolgt.		
2	Festpreisvermarktungsmeldungen		
2.1	Festpreisvermarktungsmeldungen können mit Wirkung für zukünftige Börsenhandelstage sowie bis zum Ablauf des jeweiligen Börsenhandelstags mit Wirkung für diesen Börsenhandelstag erfolgen.		
2.1	Festpreisvermarktungsmeldungen können mit Wirkung für zukünftige Börsenhandelstage sowie bis zum Ablauf des jeweiligen Börsenhandelstags mit Wirkung für diesen Börsenhandelstag erfolgen.		
2.2	Für jeden Kalendermonat kann nur eine Meldung abgegeben werden. Eine		

	Korrektur bereits erfolgter Meldungen ist nicht gestattet.		
2.2	Für jeden Kalendermonat kann nur eine Meldung abgegeben werden. Eine Korrektur bereits erfolgter Meldungen ist nicht gestattet.		
2.3	Wird keine Preissicherungsmeldung gemeldet, ist von einer gemeldeten Menge von Null auszugehen.		
2.4	Preissicherungsmeldungen sind spätestens zum Ende des Tages der Wirksamkeit unternehmensintern revisionssicher abzulegen und zu dokumentieren und bis mindestens drei Jahre nach der finalen Abrechnung nach diesem Gesetz aufzubewahren. Dies gilt auch bereits während der Übergangszeit nach Nummer 3.1, in der die Meldungen noch nicht tagesgleich übermittelt werden können, ab Inkrafttreten des Gesetzes.		

3	Übergangsregelung		
3.1	Festpreisvermarktungsgeschäfte, die zwischen dem 1. November 2022 und dem Tag, an dem die tagesgleiche Meldemöglichkeit erstmals zur Verfügung steht, abgeschlossen worden sind, können einmalig bis fünf Tage nach diesem Tage nachgemeldet werden. In der Nachmeldung nach Satz 1 sind für den Zeitraum ab dem Tag des Inkrafttretens des Gesetzes bis zum Tag, an dem die tagesgleiche Meldemöglichkeit im Sinne von § 35 Absatz 4 erstmals zur Verfügung steht, die nach Nummer 2.4 dokumentierten Preissicherungsmeldungen zu verwenden. Die Bundesnetzagentur kann für den Zeitraum bevor die tagesgleiche Meldemöglichkeit besteht weitere technische Anforderungen an Preissicherungsmeldungen definieren, insbesondere den Versand der Meldung oder einer Prüfsumme per E-Mail an die Bundesnetzagentur.		

4	Ermittlung und Meldung der Erlöse bei Festpreisvermarktung		
4.1	Für die im jeweiligen Kalendermonat eingespeiste Strommenge bis zur gemeldeten Menge wird der Erlös in Abweichung von wie folgt ermittelt: Erlös = Referenzmarktpreis x Marktwertfaktor x (100 % - Sicherheitsabschlag) Der Marktwertfaktor beträgt für Windenergieanlagen 70 % und für Solaranlagen 80 %. Der Sicherheitsabschlag beträgt 20 %.		
4.2	Für die übrige im jeweiligen Kalendermonat eingespeiste Strommenge werden die Erlöse auf Basis des energieträgerspezifischen Monatsmarktwertes nach Anlage 1 Nummer 3.3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes berechnet. Dafür wird für jede Stunde der Anteil der eingespeisten Strommenge zugrunde gelegt, der dem Anteil der übrigen eingespeisten		

	Strommenge an der gesamten Einspeisung im betreffenden Kalendermonat entspricht.		
4.3	Die Berechnung der Überschusserlöse auf Basis der nach 4.1 und 4.2 ermittelten Erlöse ist § 16 anzuwenden.		
Artikel 2 Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes			
Das Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 8. Oktober 2022 (BGBl. I S. 1726, 1728) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:			
[...]			
1. Nach § 24a wird folgender § 24b eingefügt:			
[...]			
b) Der bisherige Absatz 2 wird Absatz 3.			
4. Nach § 118a wird folgender § 118b eingefügt:			

„§ 118b Befristete Sonderregelungen für Energielieferverträge mit Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung bei Versorgungsunterbrechungen wegen Nichtzahlung		Die befristete Einführung einer analogen Regelung der Liefersperre nach § 19 Strom/GasGVV für Lieferungen außerhalb der Grundversorgung ist mit erheblichem Aufwand verbunden. Den Energielieferanten dürfte kaum möglich sein, die neue Regelungen innerhalb von 14 Tagen bis zum 1.1.2023 in ihre automatisierten Geschäftsprozesse im Massenkundengeschäft zu implementieren. Eine Umsetzungsfrist von mindestens sechs Monaten wäre hierzu erforderlich, wie die Erfahrungen aus der GVVNovelle vom 1.12.2021 mit der erstmaligen Einführung der Abwendungsvereinbarung gezeigt haben. Eine entsprechende Regelung außerhalb der Grundversorgung ist auch nicht erforderlich, da der Lieferant – anders als in der Grundversorgung – keinem Kontrahierungszwang unterliegt und bei erheblichen Zahlungsverzug auch jederzeit von seinem außerordentlichen Kündigungsrecht Gebrauch machen kann, mit der Folge, dass der Kunde in die Ersatzversorgung fällt bzw. sich einen neuen Lieferanten suchen muss.	
5. Die Angabe zu § 120 wird wie folgt gefasst:	Streichen	Siehe nächste Zeile	
„§ 120 (weggefallen)“.	Streichen	Völlig überraschend ist in den Artikeln 2 (Streichung § 120 EnWG) und 3 (Streichung § 18 StromNEV) des Regierungsentwurfs die Streichung der vermiedenen Netzentgelte (vNE) für	

		dezentrale Stromerzeugungsanlagen im Bestand vorgesehen. Für diese Anlagen sind die vNE – also die Entgelte für dezentrale Einspeisung – ein wichtiger Erlösbestandteil, der bei der Investitionsentscheidung fest einkalkuliert worden ist. Eine Streichung würde zahlreiche Stromerzeugungsanlagen – z.B. KWK-Kraftwerke in der öffentlichen Versorgung oder KWK-Anlagen in Krankenhäusern, Schulen etc. – in ihrer Wirtschaftlichkeit deutlich schlechter stellen und deren Weiterbetrieb in Frage stellen. Negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit, die Strompreise und die Stromnetze können die Folge sein. Der BDEW lehnt die Abschaffung der Entgelte für dezentrale Einspeisung durch Streichung des entsprechenden § 18 StromNEV entschieden ab (siehe auch Kommentierung zu Artikel 3). Dementsprechend bedarf es auch keiner Aufhebung des § 120 EnWG. Die Regelung muss korrespondierend zu § 18 StromNEV weiterhin gelten.	
--	--	---	--

	Neu: Änderung von § 36 Energiewirtschaftsgesetz		
Neu: § 36 EnWG- Grund- und Ersatzversorgung anpassen	(1) [...] Die Pflicht zur Grundversorgung besteht zudem nicht für die Dauer von drei-sechs Monaten seit dem Beginn einer Ersatzversorgung nach § 38 Absatz 1, sofern der Haushaltskunde bereits zuvor an der betroffenen Entnahmestelle beliefert wurde. und die Entnahmestelle dem bisherigen Lieferanten aufgrund einer Kündigung des Netznutzungs- oder Bilanzkreisvertrages nicht mehr zugeordnet werden konnte. Ein konkludenter Vertragsschluss durch Entnahme von Energie ist für die betroffene Entnahmestelle für diesen Zeitraum ausgeschlossen. Ein Vertragsschluss zu Grundversorgungsbedingungen durch Entnahme von Energie ist ausgeschlossen, wenn der vorherige Lieferant die Belieferung eingestellt hat oder der Letztverbraucher den Liefervertrag gekündigt hat, ohne für	Um der aktuellen wirtschaftlichen Ausnahmesituation gerecht zu werden, ist eine Anpassung der Ersatzversorgungsbedingungen nach § 38 EnWG geboten. Mit dieser Änderung der Ersatzversorgungsbedingungen ist zum einen sichergestellt, dass die Belieferung der Bestandskunden in der Grundversorgung zu weitgehend stabilen Preisen gewährleistet ist. Zum anderen wird die Wirtschaftlichkeit der Ersatzversorgung auch bei außergewöhnlichen Marktentwicklungen sichergestellt und damit den betroffenen Kunden Versorgungssicherheit zu angemessenen Preisen garantiert. Die höheren Preisrisiken für die Letztverbraucher in der Ersatzversorgung sind auch ge-rechtfertigt, da der Kunde es selbst in der Hand hat, die Ersatzversorgung jederzeit durch Abschluss eines neuen marktüblichen Liefervertrages zu beenden. Insoweit besteht kein	

	die gleiche Entnahmestellen einen neuen Liefervertrag abzuschließen.	Anspruch auf Ersatzversorgung unterhalb der aktuellen Marktpreise.	
§ 38 EnWG- Grund- und Ersatzversorgung anpassen	(4) Das Rechtsverhältnis nach Absatz 1 endet, wenn die Energielieferung auf der Grundlage eines Energieliefervertrages des Kunden erfolgt, spätestens aber drei sechs Monate nach Beginn der Ersatzenergieversorgung.		
Artikel 3 Änderung der Stromnetzentgeltverordnung			
Die Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1237) geändert worden ist, wird wie folgt geändert: 1. In der Inhaltsübersicht wird wie folgt geändert: a) Die Angabe zu § 18 wird wie folgt gefasst: „§ 18 (weggefallen)“.	Änderungsbefehle Nr. 1 a) und 3 sind zu streichen	Der BDEW lehnt die Abschaffung der Entgelte für Dezentrale Einspeisung durch Streichung des entsprechenden § 18 StromNEV ab. Der Grundgedanke der vermiedenen Netzentgelte für steuerbare dezentrale Einspeisung hat weiterhin seine Berechtigung: Steuerbare und flexible dezentrale Einspeiser wie KWK-Anlagen, konventionelle Kraftwerke, Laufwasserkraftwerke und Speicher tragen heute wie in der Vergangenheit dazu bei, Erzeugung und Speicherung last- und verbrauchsnahe	

b) Die Angabe zu Anlage 4a wird wie folgt gefasst: „Anlage 4a (weggefallen)“. 2. § 5 Absatz 3 wird aufgehoben. 3. § 18 wird wie folgt gefasst: “§ 18 (weggefallen)“.		bedarfsgerecht bereitzustellen. So trägt regelbare dezentrale Erzeugung in laststarken, industriell geprägten Netzgebieten zu einer Entlastung des Übertragungsnetzes bei und kann dementsprechend heute und in der Zukunft die Netzkosten reduzieren. Steuerbare Erzeugungsanlagen können, sofern sie nicht marktorientiert ohnehin einspeisen, bspw. auch über Lastprognosemodelle gezielt eingesetzt werden, so dass Netzbezug aus der nächsten Netzebene aktiv vermieden wird. Langfristig kann somit Netzausbau vermieden werden. Wenn vermiedene Netzentgelte jetzt nicht mehr gezahlt würden, würde im Ergebnis ohne vorherige Ankündigung kurzfristig vielen Peaker- und Batterie-Projekten, die im Vertrauen auf den Stichtag 31.12.2022 auf den Weg gebracht wurden, nachträglich die Wirtschaftlichkeit entzogen. Ohne diese Einheiten würde entsprechend ein größerer Netzausbau erforderlich sein; die Kosten des Netzausbaus würden also zunehmen. Die Streichung des Anspruchs auf vermiedene Netzentgelte für bis 31.12.2022 in Betrieb genommene Anlagen schädigt damit massiv das Vertrauen der Investoren. Daher sollte sie zurückgenommen werden, zumal die Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte für Neuanlagen mit
---	--	--

		Inbetriebnahme ab 01.01.2023 auch im geltenden § 18 StromNEV bereits vorgesehen ist (für volatile Anlagen ist sie bereits schrittweise abgeschafft worden). Ergänzend hierzu wird auf die vorstehenden Ausführungen zu Art. 2 Nr. 5 hingewiesen.	
Artikel 4 Änderung der Stromgrundversorgungsverordnung			
§ 19 [...]			
(5) Unabhängig vom gesetzlichen Widerrufsrecht des Haushaltskunden darf nicht ausgeschlossen werden, dass innerhalb eines Monats nach Abschluss der Abwendungsvereinbarung Einwände gegen die der Ratenzahlung zugrunde liegenden Forderungen in Textform erheben kann. In der Abwendungsvereinbarung darf eine Geltendmachung rechtlicher Einwände des Kunden mindesten für den Zeitraum von einem Monat nach Abschluss der Abwendungsvereinbarung nicht ausgeschlossen werden. Als in der Regel zumutbar ist je nach Höhe der Zahlungsrückstände ein Zeitraum von sechs bis 18 Monaten anzusehen. Überschreiten die Zahlungsrückstände die Summe von 300			

Euro, beträgt dieser Zeitraum mindestens zwölf bis 24 Monate. In die Bemessung der Zeiträume nach den Sätzen 6 und 7 soll die Höhe der jeweiligen Zahlungsrückstände maßgeblich einfließen. Der Kunde kann in dem Zeitraum, den die Abwendungsvereinbarung umfasst, von dem Grundversorger eine Aussetzung der Verpflichtungen nach Satz 3 Nummer 1 hinsichtlich monatlichen Ratenzahlungsvereinbarung in Höhe von bis zu drei Monatsraten verlangen, solange er im Übrigen seine laufenden Zahlungsverpflichtungen aus dem Grundversorgungsvertrag erfüllt. Darüber hat der Haushaltskunde den Grundversorger vor Beginn des betroffenen Zeitraums in Textform zu informieren.	Der Kunde kann in dem Zeitraum, den die Abwendungsvereinbarung umfasst, von dem Grundversorger eine Aussetzung der Verpflichtungen nach Satz 3 Nummer 1 hinsichtlich monatlichen Ratenzahlungsvereinbarung in Höhe von bis zu drei Monatsraten verlangen, solange er im Übrigen seine laufenden Zahlungsverpflichtungen aus dem Grundversorgungsvertrag erfüllt. Darüber hat der Haushaltskunde den Grundversorger vor Beginn des betroffenen Zeitraums in Textform zu informieren	Die Möglichkeit zur Aussetzung des Ratenplan für 3 Monate kommt einem faktischen Zahlungsmoratorium gleich und kann bei den Grundversorgern zu erheblichen Liquiditätsengpässen führen. Daran ändert auch die Befristung der Regelung bis zum 30.04.2024 nichts. Die Regelung ist daher ersatzlos zu streichen. Drohende Liefersperre sind in der Energiekrise über den Härtefallfonds des BMAS zu vermeiden und nicht durch ein faktisches Verbot der Liefersperre zu Lasten der Grundversorger.	
Artikel 5 Änderung der Gasgrundversorgungsverordnung			
§ 19			
(5) Unabhängig vom gesetzlichen Widerrufsrecht des Haushaltskunden darf nicht ausgeschlossen werden, dass innerhalb eines		Die Möglichkeit zur Aussetzung des Ratenplan für 3 Monate kommt einem faktischen Zahlungsmoratorium gleich und kann bei den	

Monats nach Abschluss der Abwendungsvereinbarung Einwände gegen die der Ratenzahlung zugrunde liegenden Forderungen in Textform erheben kann. In der Abwendungsvereinbarung darf eine Geltendmachung rechtlicher Einwände des Kunden mindesten für den Zeitraum von einem Monat nach Abschluss der Abwendungsvereinbarung nicht aus-geschlossen werden. Als in der Regel zumutbar ist je nach Höhe der Zahlungsrückstände ein Zeitraum von sechs bis 18 Monaten anzusehen. Überschreiten die Zahlungsrückstände die Summe von 300 Euro, beträgt dieser Zeitraum mindestens zwölf bis 24 Monate. In die Bemessung der Zeiträume nach den Sätzen 6 und 7 soll die Höhe der jeweiligen Zahlungsrückstände maßgeblich einfließen. Der Kunde kann in dem Zeitraum, den die Abwendungsvereinbarung umfasst, von dem Grundversorger eine Aussetzung der Verpflichtungen nach Satz 3 Nummer 1 hinsichtlich monatlichen Ratenzahlungsvereinbarung in Höhe von bis zu drei Monatsraten verlangen, solange er im Übrigen seine laufenden Zahlungsverpflichtungen aus dem	Der Kunde kann in dem Zeitraum, den die Abwendungsvereinbarung umfasst, von dem Grundversorger eine Aussetzung der Verpflichtungen nach Satz 3 Nummer 1 hinsichtlich monatlichen Ratenzahlungsvereinbarung in Höhe von bis zu drei Monatsraten verlangen, solange er im Übrigen seine laufenden Zahlungsverpflichtungen aus dem Grundversorgungsvertrag erfüllt. Darüber hat der Haushaltskunde den	Grundversorgern zu erheblichen Liquiditätsengpässen führen. Daran ändert auch die Befristung der Regelung bis zum 30.04.2024 nichts. Die Regelung ist daher ersatzlos zu streichen. Drohende Liefersperre sind in der Energiekrise über den Härtefallfond des BMAS zu vermeiden und nicht durch ein faktisches Verbot der Liefersperre zu Lasten der Grundversorger.
---	---	---

Grundversorgungsvertrag erfüllt. Darüber hat der Haushaltskunde den Grundversorger vor Beginn des betroffenen Zeitraums in Textform zu informieren.“	Grundversorger vor Beginn des betroffenen Zeitraums in Textform zu informieren		
Artikel 6 [Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes			
Das Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 8. Oktober 2022 (BGBl. I S. 1726, 1737) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:		Der BDEW bedauert die ersatzlose Streichung der noch in den Referentenentwürfen zu dem Gesetz vorgesehenen Duldungspflicht für Anschlussleitungen (§ 11a EEG-RefE), die einen dringend erforderlichen Effekt für die Beschleunigung des Erneuerbare-Energien-Ausbaus gehabt hätte.	
1. § 19 Absatz 2 wird wie folgt gefasst: (2) „(weggefallen)“.		S. generelle Kritik des ersatzlosen Wegfalls der vermiedenen Netzentgelte für Bestandsanlagen zu Art. 3	
2. Dem § 28a wird folgender Absatz 6 angefügt:			
„ (6) Ab dem Gebotstermin am 1. März 2024 verringert die Bundesnetzagentur bei einer drohenden Unterzeichnung das nach den Absätzen 2 bis 5 errechnete		Die endogene Mengensteuerung ist für den EE-Ausbau kontraproduktiv, da stattdessen für mehr Projekte gesorgt werden müsste, um die Ausschreibung zu füllen. Wenn nicht parallel – wie in den Referentenentwürfen des Gesetzes	

Ausschreibungsvolumen eines Gebotstermins. Eine drohende Unterzeichnung ist insbesondere dann anzunehmen, wenn die Gebotsmengen der zugelassenen Gebote der beiden vorangegangenen Gebotstermine jeweils weniger als 90 Prozent der ausgeschriebenen Mengen betragen. Im Fall einer drohenden Unterzeichnung soll das neue Ausschreibungsvolumen vorbehaltlich der Sätze 4 und 5 höchstens dem Durchschnitt der Gebotsmengen der zugelassenen Gebote der zwei vorangegangenen Gebotstermine entsprechen. Wenn die Gebotsmenge der zugelassenen Gebote des vorangegangenen Gebotstermins über der Gebotsmenge der zugelassenen Gebote des diesem vorangegangenen Gebotstermins lag, erhöht sich das nach Satz 3 ermittelte Ausschreibungsvolumen um die Differenz dieser beiden Gebotsmengen. Wenn sich die Definition der zulässigen Flächen nach § 37 Absatz 1 zu einem Gebotstermin gegenüber dem vorangegangenen Gebotstermin geändert hat, kann die Bundesnetzagentur insoweit von der Verringerung nach Satz 3 absehen, als durch erstmals nach § 37 Absatz 1 zugelassenen Flächenkategorien das Potenzial für die		vorgesehen – der Höchstwertes für diese Ausschreibungen angepasst wird, kann diese Regelung Unterzeichnungen der Ausschreibungen weiter verstärken.	
--	--	--	--

Errichtung von Solaranlagen des ersten Segments im Bundesgebiet erhöht wird.“			
3. Dem § 28b wird folgender Absatz 6 angefügt:			
(6)„ Ab dem Gebotstermin am 1. Februar 2024 verringert die Bundesnetzagentur bei einer drohenden Unterzeichnung das nach den Absätzen 2 bis 5 errechnete Ausschreibungsvolumen eines Gebotstermins. Eine drohende Unterzeichnung ist insbesondere dann anzunehmen, wenn die Gebotsmengen der zugelassenen Gebote der beiden vorangegangenen Gebotstermine jeweils weniger als 90 Prozent der ausgeschriebenen Mengen betragen. Im Fall einer drohenden Unterzeichnung soll das neue Ausschreibungsvolumen vorbehaltlich der Sätze 4 und 5 höchstens dem Durchschnitt der Gebotsmengen der zugelassenen Gebote der zwei vorangegangenen Gebotstermine entsprechen. Wenn die Gebotsmenge der zugelassenen Gebote des vorangegangenen Gebotstermins über der Gebotsmenge der zugelassenen Gebote des diesem vorangegangenen Gebotstermins lag, erhöht sich das nach Satz 3 ermittelte		Siehe obige Bemerkung zu Nr. 2	

Ausschreibungsvolumen um die Differenz dieser beiden Gebotsmengen.“			
4 In § 28d Absatz 6 Satz 1 werden die Wörter „verringern, wenn zu erwarten ist, dass die ausgeschriebene Menge größer als die eingereichte Gebotsmenge sein wird (drohende Unterzeichnung)“ durch die Wörter „bei einer drohenden Unterzeichnung verringern“ ersetzt.			
5 Dem § 28e wird folgender Absatz 5 angefügt:			
„(5) Die Bundesnetzagentur verringert bei einer drohenden Unterzeichnung das nach den Absätzen 3 und 4 errechnete Ausschreibungsvolumen eines Gebotstermins. Eine drohende Unterzeichnung ist insbesondere dann anzunehmen, wenn die Gebotsmengen der zugelassenen Gebote der beiden vorangegangenen Gebotstermine jeweils weniger als 90 Prozent der ausgeschriebenen Mengen betrug. Im Fall einer drohenden Unterzeichnung soll das neue Ausschreibungsvolumen vorbehaltlich von Satz 4 höchstens dem Durchschnitt der Gebotsmengen der zugelassenen Gebote der zwei vorangegangenen Gebotstermine entsprechen. Wenn die Gebotsmenge der		Siehe obige Bemerkung zu Nr. 2 und 3.	

zugelassenen Gebote des vorangegangenen Gebotstermins über der Gebotsmenge der zugelassenen Gebote des diesem vorangegangenen Gebotstermins lag, erhöht sich das nach Satz 3 ermittelte Ausschreibungsvolumen um die Differenz dieser beiden Gebotsmengen.“			
6 § 51 wird wie folgt geändert			
a) In Absatz 1 werden folgende Sätze angefügt:			
„Für Anlagen, 1. deren anzulegender Wert in einem Zuschlagsverfahren nach dem 31. Dezember 2023 ermittelt wurde oder 2. bei denen die Höhe des Anspruchs nach § 19 nicht durch Ausschreibungen ermittelt wurde und die nach dem 31. Dezember 2023 in Betrieb genommen wurden, ist Satz 1 anzuwenden, wenn der Spotmarktpreis für die Dauer von mindestens drei aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist. Für Anlagen,	Streichung der Änderung	Es ist zwar zu begrüßen, dass die Regelung nun die neuen Negative-Preise-Zeiten gestaffelt nach Inbetriebnahmedatum und nach Ausschreibungstermin anordnet. Allerdings sieht Rdn. 123 der KUEBLL gar keinen bestimmten Zeitrahmen für die negativen Preise vor. Dies entspricht der Rechtslage nach Rdn. 125 der UEBLL. Die Europäische Kommission hatte die Negative-Preise-Regelung im EEG 2014 bis EEG 2021 aber unter Rückgriff auf die UEBLL beihilferechtlich genehmigt, also mit einer Bezugnahme auf sechs bzw. vier Stunden. Da sich die Rechtslage von den UEBLL zu den KUEBLL nicht geändert hat, bedeutet dies aber gleichfalls eine Genehmigungsfähigkeit der Vier-Stunden-Bezugnahme in § 51 EEG 2023 in	

3. deren anzulegender Wert in einem Zuschlagsverfahren nach dem 31. Dezember 2025 ermittelt wurde oder 4. bei denen die Höhe des Anspruchs nach § 19 nicht durch Ausschreibungen ermittelt wurde und die nach dem 31. Dezember 2025 in Betrieb genommen wurden, ist Satz 1 anzuwenden, wenn der Spotmarktpreis für die Dauer von mindestens zwei aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist. Für Anlagen, 5. deren anzulegender Wert in einem Zuschlagsverfahren nach dem 31. Dezember 2026 ermittelt wurde oder 6. bei denen die Höhe des Anspruchs nach § 19 nicht durch Ausschreibungen ermittelt wurde und die nach dem 31. Dezember 2026 in Betrieb genommen wurden, verringert sich der anzulegende Wert abweichend von Satz 1 in allen Stunden auf null, für die der Spotmarktpreis negativ ist.“		der Fassung nach Maßgabe des „Sofortmaßnahmengesetzes“. Dementsprechend lehnt der BDEW die Änderungen in § 51 EEG 2023 zum Vergütungsentfall an sich ab und fordert in jedem Falls zumindest das Anhängen der entgangenen Vergütungszeiträume an die Laufzeit der Vergütung von 20 Jahren .
--	--	---

b) In Absatz 2 Nummer 1 wird die Angabe „500“ durch die Angabe „400“ ersetzt.	Streichen.	Der BDEW lehnt diese Änderung dann ab, wenn ihre Anwendung auf Bestandsanlagen nicht durch § 100 Abs. 1 EEG 2023 ausgeschlossen ist: Die neue de minimis-Schwelle würde alle Anlagen betreffen, für die das EEG 2021 gilt. Das entwertet für Biomasseanlagen (Schwelle > 150 kW) teilweise bereits erteilte Ausschreibungszuschläge und ist daher abzulehnen. Daher muss mindestens in Übergangsvorschriften klargestellt werden, dass der neue Schwellwert nur für Neuanlagen gilt.	
c) Nach Absatz 3 wird folgender Absatz 4 angefügt:			
„ (4) Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz überprüft im Jahr 2025 die Angemessenheit der Bestimmungen nach den Absätzen 1 bis 3. Soweit diese Überprüfung zu dem Ergebnis kommt, dass die Anwendung von Absatz 1 Satz 4 die Umsetzung der Ziele in § 1 Absatz 1 und 2 unter Wahrung der Grundsätze nach § 1 Absatz 3 zu beeinträchtigen droht, legt das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz einen Gesetzgebungsvorschlag vor, wie im Einklang mit dem europäischen			

Beihilfenrecht eine Weiterentwicklung der Regelungen mit dem Ziel des Auslaufens der Förderung zu Zeiten negativer Preise erfolgen kann.“			
7 § 52 wird wie folgt geändert:	Keine Streichung der vermiedenen Netzentgelte	Siehe generelle Kritik an der Aufhebung von § 18 StromNEV für alle Anlagen vorstehend zu Art. 2 und 3.	
d) Absatz 7 wird aufgehoben.			
e) Der bisherige Absatz 8 wird Absatz 7 und in ihm werden die Wörter „Absätze 2, 3, 6 und 7“ durch die Wörter „Absätze 2, 3 und 6“ ersetzt.			
8. (...)			
Artikel 9 Änderung des Energiefinanzierungsgesetzes			
Das Energiefinanzierungsgesetz vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1237, 1272), das durch Artikel 20 des Gesetzes vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1325) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:		Der BDEW bittet um Prüfung, ob die Zitierung der Änderungsbefehle in Art. 9 richtig ist: Das Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) selber stammt nicht vom 20. Juli 2022, sondern das Sofortmaßnahmengesetz, dessen Artikel 3 das EnFG gewesen ist. Außerdem darf die Änderung nach Art. 9 des Strompreisbremsengesetzes nach	

		seinem Art. 10 nicht bereits am Tag nach der Verkündung des Gesetzes sondern erst am 1. Januar 2023 in Kraft treten, da das EnFG selber erst dann in Kraft tritt. Alternativ hierzu muss Art. 9 des Strompreisbremsengesetzes nicht das EnFG sondern Art. 3 des Sofortmaßnahmengesetzes am Tag nach Verkündung des Strompreisbremsengesetzes ändern.	
1. (...)			
2. (...)			
3. § 13 wird wie folgt geändert: (...) a) Die Absätze 2 und 3 werden aufgehoben. a) Die Absätze 2 und 3 werden aufgehoben. b) Absatz 4 wird Absatz 2 und die Wörter „oder Absatz 2“ werden gestrichen.	Keine Streichung der vermiedenen Netzentgelte	Siehe generelle Kommentierung der Streichung der vermiedenen Netzentgelte vorstehend zu Artikel 2 und 3	
4.-8. (...)			
9. § 50 wird wie folgt geändert: a) Nummer 1 Buchstabe b wird wie folgt gefasst: “b) (weggefallen),“.	Keine Streichung der vermiedenen Netzentgelte	Siehe generelle Kommentierung der Streichung der vermiedenen Netzentgelte vorstehend zu Artikel 2 und 3	

b) Nummer 2 Buchstabe a wird wie folgt geändert: aa) Dem Doppelbuchstaben bb wird das Wort „und“ angefügt. bb) Doppelbuchstabe cc wird aufgehoben. cc) Der bisherige Doppelbuchstabe dd wird Doppelbuchstabe cc.			
10. (...) 11. § 62 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe b wird wie folgt gefasst: b) „ (weggefallen),“.	Keine Streichung der vermiedenen Netzentgelte	Siehe generelle Kommentierung der Streichung der vermiedenen Netzentgelte vorstehend zu Artikel 2 und 3	
12.-14 a) bis e) (...) f) Nach Nummer 9.3 wird folgende Nummer 9.4 eingefügt: „9.4 Soweit der Jahresmarktwert für ausgeförderte Anlagen im Sinn des § 3 Nummer 3a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 10 Cent pro Kilowattstunde übersteigt, müssen die Übertragungsnetzbetreiber die darüber hinausgehenden Einnahmen aus der Vermarktung des Stroms aus diesen Anlagen	“Soweit der Jahresmarktwert für ausgeförderte Anlagen im Sinn des § 3 Nummer 3a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes mit Wirkung ab dem 1. Januar 2023 10 Cent pro Kilowattstunde“.	Die Regelung muss wie dargestellt ergänzt werden, weil diese Kappung der Förderung erst zum 1.1.2023 wirken soll. Allerdings ist die korrespondierende Regelung im EEG, die die Förderung für Ausgeförderte bei Verkauf des Stroms an den Netzbetreiber ab dem 1.1.2023 auf 10 Cent/kWh begrenzt, in den Referentenentwürfen noch enthalten gewesen, aber im Regierungsentwurf gestrichen worden. Daher muss entweder diese EEG-Regelung wieder in den Gesetzentwurf hinein genommen werden,	

zum Ausgleich des EEG-Finanzierungsbedarfs verwenden; die Nummern 9.1 bis 9.3 sind insoweit nicht anzuwenden.“ g) (...) h (...)		oder die EnFG-Regelung gestrichen werden. Der BDEW lehnt es jedenfalls ab, dass die Anlagenbetreiber nach EEG einen Jahresmarktwert > 10 Cent/kWh erhalten, und die VNB nur einen Erstattungsanspruch gegenüber dem ÜNB auf 10 Cent/kWh haben.	
Artikel 10 Inkrafttreten			
(1) Dieses Gesetz tritt vorbehaltlich des Absatzes 2 am Tag nach der Verkündung in Kraft.			
(2) Artikel 2 Nummer 5 sowie die Artikel 3, 6, 7 und 8 am 1. Januar 2023 in Kraft.		In Absatz 2 muss auch noch Art. 9 dieses Gesetzes (EnFG) genannt werden, da das EnFG nach dem Sofortmaßnahmengesetz erst am 1. Januar 2023 in Kraft treten wird. Ergänzend hierzu siehe Anmerkung zur Einleitung von Art. 9.	