



VEREINIGUNG DER HESSISCHEN  
UNTERNEHMERVERBÄNDE

## Position des VhU-Energieausschusses zum nationalen Brennstoffemissionshandelssystem

# **Klimaschutz geht wirksamer! Nationaler CO<sub>2</sub>-Deckel für Wärme und Verkehr mit verbindlichem Reduktionspfad ohne Fixpreise**

Version 2.0, Stand: 03.09.2020

### Zusammenfassung

Ab 2021 führt der Bund ein nationales Emissionshandelssystem für Brennstoffemissionen im Bereich Wärme und Verkehr ein. Erfasst werden die Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brenn- und Kraftstoffe. Die Menge an Zertifikaten und damit des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes soll jährlich begrenzt und zur Einhaltung der Sektorziele nach dem Bundesklimaschutzgesetz sowie der Minderungsverpflichtung nach der EU-Klimaschutzverordnung von Jahr zu Jahr geringer werden.

Die Vereinigung der hessischen Unternehmerverbände (VhU) begrüßt die Einführung des nationalen Brennstoffemissionshandelssystems. Das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) weist zwar noch einige handwerkliche Fehler auf, aber es entspricht tendenziell der langjährigen Forderung der VhU nach einem CO<sub>2</sub>-Deckel für Benzin, Diesel, Heizöl und Erdgas.

Ein wesentliches Problem sind die bis mindestens 2026 festgelegten Fixpreise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate, weil sie die Absenkung der Zertifikate-Menge verhindern. Damit konterkarieren sie die ökologische Wirkung einer CO<sub>2</sub>-Deckelung und machen Klimaschutz unnötig teuer.

Die VhU fordert, die Fixpreise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate abzuschaffen und die Menge der Zertifikate direkt im BEHG zu deckeln. Nur so entfaltet das Brennstoffemissionshandelssystem als echtes „Cap-and-trade“-System seine volle ökologische Wirkung.

Zudem muss in den Verordnungen zum BEHG sichergestellt werden, dass es zu keiner Doppelbelastung für Unternehmen kommt, die bereits dem EU-weiten Emissionshandel unterliegen. Auch muss sichergestellt sein, dass nur die Brennstoffmengen bepreist werden, die tatsächlich unter das Anwendungsgebiet des BEHG fallen.



## **1. Ausgangslage**

Gemäß des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG) vom 12. Dezember 2019 führt der Bund ab 2021 ein nationales Emissionshandelssystem (nEHS) für Brennstoffemissionen im Bereich Wärme und Verkehr ein. Erfasst werden die Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brenn- und Kraftstoffe. In den Jahren 2021 und 2022 werden zunächst nur die Emissionen der Hauptbrennstoffe Ottokraftstoffe, Diesel, Erdgas und Heizöl erfasst, ab 2023 kommen weitere Brennstoffe hinzu. Teilnehmer am nEHS sind die Inverkehrbringer oder Lieferanten der Brenn- und Kraftstoffe. Dies ist ein wichtiger Unterschied zum europäischen Emissionshandelssystem (EU-ETS), der den CO<sub>2</sub>-Ausstoß direkt bepreist. Das nEHS setzt dagegen beim Inverkehrbringen fossiler Brennstoffe an, nicht am Ausstoß selbst. Hintergrund ist, dass ein Bepreisen der Emissionen wie im EU-ETS in den Bereichen Wärme und Verkehr aufgrund der Vielzahl an Emittenten nicht sinnvoll möglich ist.

Die Menge an Zertifikaten und damit des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes soll jährlich begrenzt und zur Einhaltung der Sektorziele nach dem Bundesklimaschutzgesetz sowie der Minderungsverpflichtung nach der EU-Klimaschutzverordnung von Jahr zu Jahr geringer werden.

Der Preis für die CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate ist bis mindestens 2026 gesetzlich festgeschrieben. Im Dezember 2019 einigten sich Bund und Länder im Vermittlungsausschuss auf einen Preis von 25 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> ab Januar 2021. Danach steigt der CO<sub>2</sub>-Preis schrittweise auf 55 Euro im Jahr 2025 an. Für das Jahr 2026 ist ein Preiskorridor zwischen 55 und 65 Euro vorgesehen. Diese Einigung wurde durch eine Novellierung des BEHG umgesetzt. Einige Vorgaben aus dem BEHG werden derzeit in Verordnungen konkretisiert, u.a. Regelungen zur Vermeidung von Doppelbelastungen für EU-ETS-Anlagen und zum Ausgleich von indirekten Belastungen für Unternehmen.

Am 3. Juli 2020 hat das federführende Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit Referentenentwürfe zu zwei der insgesamt 13 Rechtsverordnungen vorgelegt.

- Die Berichterstattungsverordnung 2022 (BeV 2022) regelt im Wesentlichen die Ermittlung der Brennstoffemissionen, die Methodik der Berichterstattung sowie die Vermeidung von Doppelbelastungen für EU-ETS-Anlagen.
- Die Brennstoffemissionshandelsverordnung (BEHV) regelt das Versteigerungsverfahren und den Verkauf sowie die Einrichtung, den Betrieb und die Führung des Emissionshandelsregisters.

## **2. Nachteile für die deutsche Industrie**

Ohne entsprechende Kompensationsmaßnahmen führt die nationale CO<sub>2</sub>-Bepreisung zu einer weiteren Erhöhung der Energiekosten für die Industrie. Der schon jetzt bestehende Wettbewerbsnachteil für heimische Unternehmen infolge der hohen Stromkosten in Deutschland wird dadurch weiter verschärft. Das Risiko von



Carbon Leakage, d.h. von Produktionsverlagerungen in Regionen mit weniger strengen Klimaschutzvorgaben, wird dadurch erhöht.

Nationales und europäisches Emissionshandelssystem folgen einer unterschiedlichen Logik. Das EU-ETS bepreist den CO<sub>2</sub>-Ausstoß und setzt damit direkt bei Industrieanlagen und Kraftwerke als Emittenten an. Das nEHS bespreist stattdessen das Inverkehrbringen fossiler Brennstoffe und setzt daher auf der ersten Handelsstufe bei den Inverkehrbringern und Händlern an. Dadurch kommt es zu einer doppelten Verpflichtung in beiden Emissionshandelssystemen: Unternehmen, die am EU-ETS teilnehmen, müssen dort bspw. Zertifikate für die Verbrennung von Gas erwerben. Gleichzeitig ist aber dasselbe Gas über das nEHS auch preislich belastet, weil schon der Gashändler im nEHS ein nationales CO<sub>2</sub>-Zertifikat kaufen musste und diese Kosten über eine Preiserhöhung an seine Kunden weitergibt. Gleichzeitig steigen damit auch die Transportkosten, was zu einer Verteuerung der Lieferketten und damit zu einem weiteren Standortnachteil insbesondere gegenüber europäischen Wettbewerbern führt.

Je höher der Bedarf an Brenn- und Kraftstoffen, desto höher sind die zusätzlichen Belastungen durch das nEHS. Besonders betroffen sind beispielsweise Industriebranchen wie Chemie, Textil und Papier mit einem hohen Bedarf an Prozesswärme, wo viel Brennstoff erforderlich ist.

### **3. Unternehmensbeispiele**

Die zusätzlichen Belastungen durch die nationale CO<sub>2</sub>-Bepreisung treffen hessische Unternehmen quer durch alle Branchen und unabhängig von ihrer Größe. Kleinere Familienbetriebe ohne EEG-Umlageminderung sind ebenso mit Mehrkosten konfrontiert wie energieintensive Unternehmen, die unter die sog. besondere Ausgleichsregelung des EEG fallen.

In den fünf genannten Unternehmensbeispielen führt die CO<sub>2</sub>-Bepreisung bereits im ersten Jahr 2021 zu Mehrkosten von bis zu 2.100 Euro pro Mitarbeiter. Im Jahr 2025 steigen die Kosten auf bis zu 4.600 Euro pro Mitarbeiter. Berücksichtigt wurden zunächst nur die Kosten für die Hauptbrennstoffe. Hinzu kommen weitere, teils erhebliche Kostensteigerungen bei Sekundärenergieträgern wie Fernwärme. In einigen Fällen ist der Kostenanstieg in Folge der CO<sub>2</sub>-Zusatzkosten größer als der jährliche Gewinn. Für die Unternehmen stellt sich somit nicht nur die Frage, ob sie künftig noch investieren sollten, sondern auch, ob sie überhaupt noch produzieren können.

Die von der Politik im Gegenzug angekündigte Deckelung bzw. Senkung der EEG-Umlage vermag diese Zusatzbelastung nicht auszugleichen. Entweder, weil die Unternehmen bereits überwiegend von der EEG-Umlage befreit sind. Oder weil die zusätzlichen Kosten nur geringfügig abgemildert werden. Beispielsweise würde im Fall eines hessischen Textilveredlers die Senkung der EEG-Umlage um 2,9 Cent/kWh im Jahr 2025 die zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Kosten lediglich um 16% senken.



## Zusatzkosten bei Hauptbrennstoffen durch nationale CO<sub>2</sub>-Bepreisung am Beispiel verschiedener Industrieunternehmen

Unternehmen in Hessen (Originalzahlen)	Familienunternehmen aus Textilveredelungsbranche (Nicht-ETS-Anlagen)	KMU aus der Steine und Erden Industrie (Nicht-ETS-Anlagen)	Unternehmen aus der Stahlindustrie (ETS-Anlagen und Nicht-ETS-Anlagen)			
Mitarbeiter	35 MA in Hessen	80 MA in Hessen	1.430 MA in Hessen			
Jahresumsatz	2,7 Mio. Euro	8,5 Mio. Euro	442 Mio. Euro			
Brennstoffmengen	Diesel: 10.000 Liter → 28,35 t CO <sub>2</sub> Erdgas: 10 Mio. kWh → 2.020 t CO <sub>2</sub> Heizöl: 30.000 Liter → 84,58 t CO <sub>2</sub>	Diesel: 350.000 Liter → 992,44 t CO <sub>2</sub> Erdgas: 28 Mio. kWh → 5.656 t CO <sub>2</sub>	Diesel: 703.643 Liter → 1.995,22 t CO <sub>2</sub> Erdgas: 579,2 Mio. kWh → 116.998,40 t CO <sub>2</sub>			
<b>CO<sub>2</sub>-Preis</b>	<b>2021:</b> 25 €/t CO <sub>2</sub>	<b>2025:</b> 55 €/t CO <sub>2</sub>	<b>2021:</b> 25 €/t CO <sub>2</sub>	<b>2025:</b> 55 €/t CO <sub>2</sub>	<b>2021:</b> 25 €/t CO <sub>2</sub>	<b>2025:</b> 55 €/t CO <sub>2</sub>
Zusatzkosten Diesel	709 Euro	1.560 Euro	24.811 Euro	54.584 Euro	49.881 Euro	109.737 Euro
Zusatzkosten Erdgas	50.500 Euro	111.100 Euro	141.400 Euro	311.080 Euro	2.924.960 Euro	6.434.912 Euro
Zusatzkosten Heizöl	2.115 Euro	4.652 Euro	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
<b>CO<sub>2</sub>-Kosten Gesamt</b>	<b>53.324 Euro</b>	<b>117.312 Euro</b>	<b>166.211 Euro</b>	<b>365.664 Euro</b>	<b>2.974.841 Euro</b>	<b>6.544.649 Euro</b>
... pro Mitarbeiter	1.524 Euro	3.352 Euro	2.078 Euro	4.571 Euro	2.080 Euro	4.577 Euro

Unternehmen in Hessen (Originalzahlen)	Gießereiunternehmen aus Automobilzulieferindustrie (ETS-Anlagen und Nicht-ETS-Anlagen)	Unternehmen aus der Spezialchemie (Nicht-ETS-Anlagen)	
Mitarbeiter	700 MA in Hessen	4.650 MA in Deutschland	
Jahresumsatz	195 Mio. Euro	k.A.	
Brennstoffmengen	Diesel: 250.000 Liter → 708,89 t CO <sub>2</sub> Erdgas: 30 Mio. kWh → 6.060 t CO <sub>2</sub> Heizöl: 71.000 Liter → 200,19 t CO <sub>2</sub>	Diesel: 1,5 Mio. Liter → 4.253,34 t CO <sub>2</sub> Erdgas: 391 Mio. kWh → 78.982 t CO <sub>2</sub> Heizöl: 132.000 Liter → 372,19 t CO <sub>2</sub>	
<b>CO<sub>2</sub>-Preis</b>	<b>2021:</b> 25 €/t CO <sub>2</sub>	<b>2021:</b> 25 €/t CO <sub>2</sub>	<b>2025:</b> 55 €/t CO <sub>2</sub>
Zusatzkosten Diesel	17.722 Euro	106.334 Euro	233.934 Euro
Zusatzkosten Erdgas	151.500 Euro	1.974.550 Euro	4.344.010 Euro
Zusatzkosten Heizöl	5.005 Euro	9.305 Euro	20.470 Euro
<b>CO<sub>2</sub>-Kosten Gesamt</b>	<b>174.227 Euro</b>	<b>2.090.189 Euro</b>	<b>4.598.414 Euro</b>
... pro Mitarbeiter	249 Euro	450 Euro	989 Euro

\* Berechnung gemäß: Bafa (2020): [Merkblatt zu den CO<sub>2</sub>-Faktoren](#) und Bafa (2019): [Merkblatt zur Ermittlung des Gesamtenergieverbrauchs](#)



#### **4. Was ist zu tun?**

Eine Dekarbonisierung darf nicht durch Deindustrialisierung erreicht werden. Klimapolitik zu Lasten der Industrie schadet – erstens – dem Wirtschaftsstandort Deutschland. Um zu verhindern, dass Produktion und Emissionen in andere Länder verlagert werden, müssen Wettbewerbsverzerrungen beseitigt und die Investitionskraft der Unternehmen erhalten werden.

Zweitens darf Klimapolitik nicht zu Lasten der Industrie gehen, denn sonst wird Deutschland zum Negativbeispiel. Nötig sind kluge Lösungen mit Augenmaß, die international als Vorbild dienen, weil sie den CO<sub>2</sub>-Ausstoß reduzieren ohne Wachstum und Wohlstand zu gefährden.

Vor diesem Hintergrund sollten folgende Aspekte bei der Ausgestaltung der Verordnungen bzw. einer Novellierung des BEHG umgesetzt werden:

#### **BeV 2022**

##### **a) Vorab-Befreiung für EU-ETS-Anlagen, um Doppelbelastung durch europäischen und nationalen Emissionshandelssystem eindeutig und rechtssicher auszuschließen**

Der Referentenentwurf zur BeV 2022 würde zu einer Doppelbelastung für EU-ETS-Anlagen führen, weil betroffene Unternehmen zunächst die CO<sub>2</sub>-Kosten aus nationalem und europäischem Emissionshandel zahlen müssten. Dabei gibt das BEHG ausdrücklich vor, eine solche Doppelbelastung per Verordnung möglichst zu vermeiden. Eine Rückerstattung der Kosten aus dem nEHS soll erst rückwirkend nach Vorlage des Emissionshandels-Jahresberichts im Juli des Folgejahres erfolgen – also 18 Monate später. Den Unternehmen droht durch die Verzögerung ein jährlicher Liquiditätsentzug von rund 2 Milliarden Euro in den ersten anderthalb Jahren bis hin zu über 6 Milliarden Euro bis Ende 2025. Das ist ein ineffizientes Cashflow-Management und würde den gesetzlichen Auftrag klar verfehlen.

➔ Anlagen, die am EU-ETS teilnehmen, dürfen keine Doppelbelastung durch Zahlung sowohl der europäischen als auch der deutschen CO<sub>2</sub>-Kosten erfahren. Vor Inkrafttreten des nEHS braucht es ein rechtssicheres, gesetzeskonformes Verfahren zur Vorab-Befreiung von EU-ETS-Anlagen anstelle einer nachträglichen Erstattung. Dies erfordert, dass die Brennstoffmengen für EU-ETS-Anlagen bereits bei der Lieferung von der CO<sub>2</sub>-Bepreisung befreit sind. Die VhU unterstützt den Vorschlag des BDI, der zwei Optionen vorsieht. Zunächst händigen die Betreiber dem Lieferanten vorab eine sog. EU-Emissionshandelserklärung aus, die bestätigt, dass die Brennstoffe in einer EU-ETS-Anlage eingesetzt werden. Die Brennstoffe werden dann ohne CO<sub>2</sub>-Bepreisung geliefert. Anschließend wird im Folgejahr anhand des EU-Emissionsberichtes geprüft, ob die CO<sub>2</sub>-preisfreien Brennstoffmengen mit den tatsächlich eingesetzten Mengen übereinstimmen.



Ist dies nicht der Fall, kann die Korrektur entweder direkt bei der Abrechnung zwischen zuständiger Behörde und Anlagenbetreiber erfolgen. Oder die Anlagenbetreiber nehmen selbst am Emissionshandel teil und erwerben nachträglich die entsprechende Menge an CO<sub>2</sub>-Zertifikaten. Für letzteres wäre eine Novellierung des BEHG notwendig.

#### **b) Keine CO<sub>2</sub>-Bepreisung für stofflich genutzte oder synthetisch hergestellte Kraft- und Brennstoffen**

Laut BEHG unterliegen dem nEHS lediglich fossile Brennstoffe, die als Kraft- oder Heizstoffe bzw. zur deren Herstellung genutzt werden. Hingegen sind Brennstoffe zur stofflichen Nutzung ausgenommen. Im Entwurf der BeV 2022 ist jedoch nicht eindeutig geregelt, wie nicht zu belastende Brennstoffmengen zum Zeitpunkt der Abrechnung von der CO<sub>2</sub>-Bepreisung freigestellt werden können. Ohne eine rechtssichere Klarstellung könnten Prozessemissionen mit dem CO<sub>2</sub>-Preis belegt werden, obwohl diese nicht durch das nEHS bespreist werden dürfen. Dadurch droht kleineren und mittleren Betrieben bereits bei einem Zertifikatspreis von 25 Euro je Tonne CO<sub>2</sub> eine Mehrbelastung in Höhe von rund 400 Millionen Euro im Jahr 2021.

- ➔ Damit nur die Brennstoffmengen bepreist werden, die unter den Anwendungsbereich des BEHG fallen, muss die Verordnung zwei Aspekte sicherstellen: (1) Der Kunde darf für Brennstoffmengen, die stofflich genutzt werden, bei Lieferung bzw. Abrechnung nicht mit dem CO<sub>2</sub>-Preis belastet werden. (2) Der Inverkehrbringer oder Lieferant muss die gelieferten Mengen, für die er keinen CO<sub>2</sub>-Preis erheben durfte, da sie stofflich genutzt werden, von den zertifikatspflichtigen Brennstoffmengen abziehen können.
- ➔ Allen treibhausgasreduzierten oder treibhausgasneutralen Kraftstoffen wie z.B. E-Fuels sollte der Emissionsfaktor Null zugewiesen werden. Derzeit werden im Verordnungsentwurf synthetische Kraftstoffe mit gängigen Kraftstoffen gleichgesetzt. Dies widerspricht dem Zweck des Gesetzes, nämlich die Bepreisung fossiler Treibhausgasemissionen.

#### **BEHG und weitere Verordnungen**

#### **c) nEHS vollständig in Cap-and-Trade-System mit Mengenreduzierung und marktbasierter Preisbildung überführen**

Das BEHG schreibt die CO<sub>2</sub>-Preise bis mindestens 2026 verbindlich vor. Eine marktorientierte Preisbildung innerhalb des Handelssystems ist frühestens ab 2027 vorgesehen. Eine ökologisch wirksame Absenkung der Zertifikatsmenge wird durch die Fixpreise verhindert. Weil jeder Teilnehmer die Möglichkeit haben muss, ein Zertifikat zum festgelegten Preis zu erwerben, kann die Gesamtmenge nicht gedeckelt werden. Deshalb ist die Menge des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes bislang nur indirekt über die EU-Klimaschutzverordnung (auch Lastenteilungsverordnung genannt) gedeckelt. Sollten mehr Zertifikate ausgegeben werden als Deutschland



laut EU-Klimaschutzverordnung CO<sub>2</sub> ausstoßen darf, muss die Bundesrepublik bspw. anderen EU-Staaten CO<sub>2</sub>-Kontingente abkaufen.

➔ Das Beispiel EU-ETS zeigt: nur ein CO<sub>2</sub>-Deckel, der regelmäßig sinkt, garantiert eine wirksame Reduktion der Emissionen bei maximaler Planungssicherheit, während eine marktorientierte Preisbildung sicherstellt, dass die Emissionsminderung technologieoffen und kostengünstig erfolgt. Hingegen konterkarieren die politisch festgelegten CO<sub>2</sub>-Preise die ökologische Wirkung eines solchen Systems und machen die CO<sub>2</sub>-Reduzierung unnötig teuer. Allein die Verringerung der Zertifikate-Menge senkt die Emissionen und schützt das Klima. Die VhU fordert, die Fixpreise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate abzuschaffen und die Menge der Zertifikate direkt im BEHG zu deckeln. Nur so entfaltet das nEHS als echtes „Cap-and-trade“-System seine volle ökologische Wirkung.

#### **d) Ausnahmetatbestand für kleinere Anlagen schaffen**

Kleine Anlagen wie der größte Teil der heimischen Industrieanlagen, einschließlich Blockheizkraftwerke (BHKW), unterliegen nicht dem EU-ETS. Eine Freistellung von der CO<sub>2</sub>-Bepreisung ist im BEHG bislang nicht vorgesehen. Hinzu kommt die im Rahmen des Kohleausstiegsgesetzes beschlossene Begrenzung der KWKG-förderfähigen Vollbenutzungsstunden.

➔ In Summe ergäbe sich für bestehende BHKW eine erhebliche wirtschaftliche Schlechterstellung – und das, obwohl sie aufgrund der gleichzeitigen Produktion von Strom und Wärme zu den klimaschonendsten Formen der Energieversorgung zählen. Damit sind BHKW auch ein wichtiger Baustein im Kontext einer Treibhausgasneutralität 2050. Die Realisierung von neuen BHKW würde jedoch erschwert. Aus diesen Gründen sollte im BEHG eine Kompensation auch für BHKW vorgesehen werden.

#### **e) Schwellenwert für Härtefall-Kompensationen auf 10% senken**

Das BEHG sieht derzeit eine Härtefallregelung für betroffene Unternehmen vor, wenn (1.) die Brennstoffkosten über 20% der betriebswirtschaftlichen Gesamtkosten liegen oder (2.) der Anteil der durch das nEHS verursachten Zusatzkosten an der Bruttowertschöpfung über 20% liegt.

➔ Insbesondere kleinere und mittelständische Unternehmen geraten bereits bei einer Belastung von weniger als 20% in Bedrängnis. Eine Verlagerung der Produktion ist oft nicht möglich, stattdessen drohen ganze Produktionsschließungen. Bei der Ausgestaltung der entsprechenden Verordnung sollte die Bundesregierung deshalb von der Ermächtigung Gebrauch machen, diese Schwellenwerte auf 10% zu senken. Die Kompensation selbst sollte gestaffelt erfolgen: 50% Entlastung ab einem Schwellenwert von 10%, 75% Entlastung ab 15% und 100% Entlastung ab 20%.



**f) Kostensteigerungen bei Fernwärme und weiteren Sekundärenergieträgern berücksichtigen und kompensieren**

Das BEHG und die politische Diskussion fokussieren sich bislang weitestgehend auf Hauptbrennstoffe wie Diesel und Erdgas. Unklar ist hingegen, ob und in welchem Umfang auch die zu erwartenden Kostensteigerungen bei Sekundärenergieträgern wie Fernwärme berücksichtigt werden.

- ➔ Die Kompensationsregelungen für Unternehmen müssen neben den Hauptbrennstoffen auch Kostensteigerungen bei Fernwärme und weiteren Sekundärenergieträgern mit einbeziehen, da Wärmelieferanten ihre CO<sub>2</sub>-Kosten ebenfalls über Preiserhöhungen an ihre Kunden weitergeben werden.
- ➔ Damit Unternehmen eine Kompensation geltend machen können, braucht es u.a. klare Berichtspflichten für Lieferanten. Beispielsweise müssen sie den CO<sub>2</sub>-Zuschlag gesondert ausweisen, ähnlich wie die Ausweisung der EEG-Umlage bei der Stromrechnung.

**Kontakt**

Vereinigung der hessischen Unternehmerverbände  
Abteilung Wirtschafts- und Umweltpolitik  
Katharina Peter, Referentin für Energie-, Umwelt- und Klimapolitik  
Tel: 069 95808-222  
Mobil: 0172 6840367  
KPeter@vhu.de  
www.vhu.de