



Herausgeber und Copyright	DIHK - Deutscher Industrie- und Handelskammertag Berlin   Brüssel
DIHK Berlin	Postanschrift: 11052 Berlin Besucheranschrift: Breite Straße 29   Berlin-Mitte Telefon (030) 20 308-0   Telefax (030) 20 308-1000
DIHK Brüssel	Hausanschrift: 19 A-D, Avenue des Arts   B-1000 Bruxelles Telefon ++32-2-286 1611   Telefax ++32-2-286 1605 Internet: <a href="http://www.dihk.de">www.dihk.de</a>
Ansprechpartner	Dr. Sebastian Bolay, <a href="mailto:bolay.sebastian@dihk.de">bolay.sebastian@dihk.de</a> , 030/20 30 8 - 2202
Stand	Februar 2014
Bildnachweis für Titel	Titelbilder: thinkstock by Getty

**Alle Rechte liegen beim Herausgeber. Ein Nachdruck – auch auszugsweise – ist nur mit ausdrücklicher schriftlicher Genehmigung des Herausgebers gestattet.**



## **INHALTSVERZEICHNIS**

<b>1 WARUM EIN FAKTENPAPIER STROMPREISE?</b>	<b>2</b>
<b>2 STROMVERBRAUCH UND STROMEINSATZ IN DEUTSCHLAND</b>	<b>3</b>
<b>3 STROMPREISBESTANDTEILE UND SONDERREGELUNGEN</b>	<b>5</b>
3.1 GRÜNDE FÜR UNTERSCHIEDLICHE STROMPREISE	6
3.2 ERZEUGUNG: PREISBILDUNG AN DER STROMBÖRSE EEX	8
3.3 NETZENTGELTE	12
3.4 § 19-UMLAGE (NETZENTGELTREDUZIERUNG)	16
3.5 UMLAGE HAFTUNGSREGELUNG OFFSHORE-WINDPARKS	20
3.6 STROMSTEUER	21
3.7 KONZESSIONSABGABE	25
3.8 KWK-AUFSCHLAG	26
3.9 EEG-UMLAGE	27
3.10 UMLAGE FÜR ABSCHALTBARE LASTEN	36
3.11 STROMRECHNUNG EINES BAYERISCHEN INDUSTRIEUNTERNEHMENS VON 2012 BIS 2014 MIT ZWEI ABNAHMESTELLEN	37
<b>4 KOSTENBELASTUNG DURCH STEUERN, STAATLICHE ABGABEN UND KLIMASCHUTZINSTRUMENTE</b>	<b>38</b>
<b>5 STROMPREISE IN EUROPA UND WETTBEWERBSFÄHIGKEIT DER DEUTSCHEN WIRTSCHAFT</b>	<b>40</b>
<b>6 WAS SOLLTE DER STAAT TUN?</b>	<b>45</b>
<b>7 WAS KÖNNEN UNTERNEHMEN TUN?</b>	<b>47</b>

## 1 Warum ein Faktenpapier Strompreise?

Die Debatte über steigende Strompreise hat sich zu Beginn des Jahres 2014 etwas beruhigt, da wie jedes Jahr zum ersten Januar Preisänderungen bei vielen Versorgern in Kraft getreten sind. Ob Preise angehoben oder gesenkt werden oder stabil bleiben hängt wesentlich von der Entwicklung der Börsenstrompreise und der Höhe der verschiedenen Umlagen und Abgaben auf den Strompreis zusammen. Ab dem Spätsommer wird dann über die Höhe der EEG-Umlage 2015 spekuliert und mit den meist im Oktober bekannt gegebenen Netzentgelten und den diversen Strompreiskomponenten beginnt dann der Zyklus der medialen Aufmerksamkeit erneut. Wie es mit dem Strommarkt insgesamt und damit den Strompreisen weitergeht, lässt auch die große Koalition derzeit nur in Ansätzen erkennen. Dies äußert sich auch darin, dass immer neue Umlagen auf den Strompreis geschaffen werden. So wurde 2014 zum ersten Mal eine Umlage für abschaltbare Lasten eingeführt. Das verunsichert die Wirtschaft, die auf eine bezahlbare Stromrechnung angewiesen ist. Nicht zuletzt deshalb sieht die Wirtschaft die Energiewende 2013 überwiegend negativ. Auf einer Skala von -100 sehr negativ für die eigene Wettbewerbsfähigkeit bis +100 sehr positiv für die eigene Wettbewerbsfähigkeit wird die Energiewende mit -10,7 bewertet.

**Abbildung 1: IHK-Energiewende-Barometer**



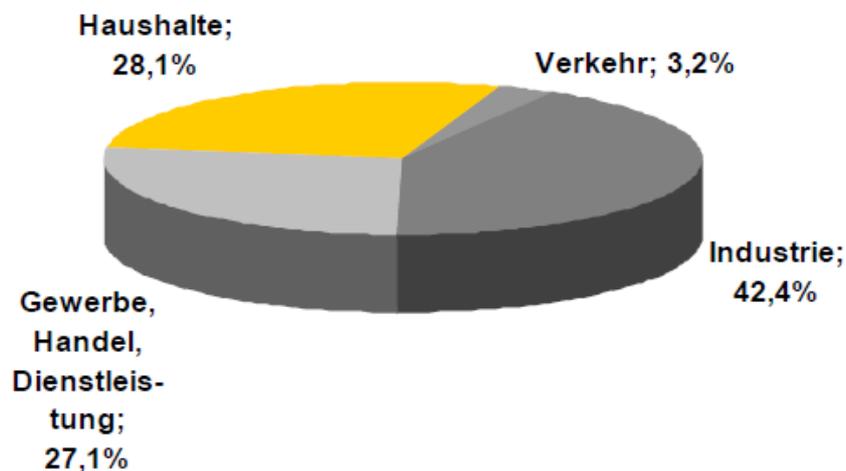
Quelle: IHK-Energiewende-Barometer 2013: Unternehmen packen's an – Skepsis bleibt.

Jede Strompreiserhöhung ist für Unternehmen Anlass, sich die einzelnen Positionen der Stromrechnung genauer anzusehen: Worin liegen die Ursachen für Preissteigerungen? Wie wird sich der Strompreis weiter entwickeln? Was kann die Politik tun, um die Strompreise zu senken oder zumindest ihre Steigerung zu dämpfen? Und: Was können Unternehmen selbst tun, um die Stromrechnung in den Griff zu bekommen? Das ist eine Auswahl an Fragen, die sich unmittelbar stellen. Mit dem Faktenpapier „Strompreise in Deutschland“ wollen wir Antworten auf diese Fragen geben und – im Rahmen des Möglichen – für mehr Transparenz in der Strompreisdebatte sorgen. Eine Übersicht über Schwellenwerte und Antragsformalitäten für Ermäßigungen bei den verschiedenen Strompreiskomponenten haben wir nach bestem Wissen und Gewissen aber ohne Anspruch auf Vollständigkeit für Sie im Anhang zusammengestellt.

## 2 Stromverbrauch und Stromeinsatz in Deutschland

Was häufig nicht bekannt ist: Die gewerbliche Wirtschaft ist mit einem Anteil von fast 70 Prozent größter Stromabnehmer in Deutschland – allein 42 Prozent des Verbrauchs entfällt auf die Industrie. Um Metalle zu schmelzen, Stahl zu kochen oder Autos zu fertigen, werden große Mengen an Energie und insbesondere an Strom benötigt. Industrielle Prozesse, aber auch Dienstleistungen vom Rechenzentrum bis zum Hotel sind ohne den Einsatz von Strom schlicht nicht möglich. Muss mehr Geld für die Bezahlung der Stromrechnung ausgegeben werden, fehlt dies an anderer Stelle für Investitionen – auch in neue effiziente Technologien. Steigende Strompreise haben daher direkte negative Auswirkungen auf die Unternehmen und damit auf den Wirtschaftsstandort Deutschland.

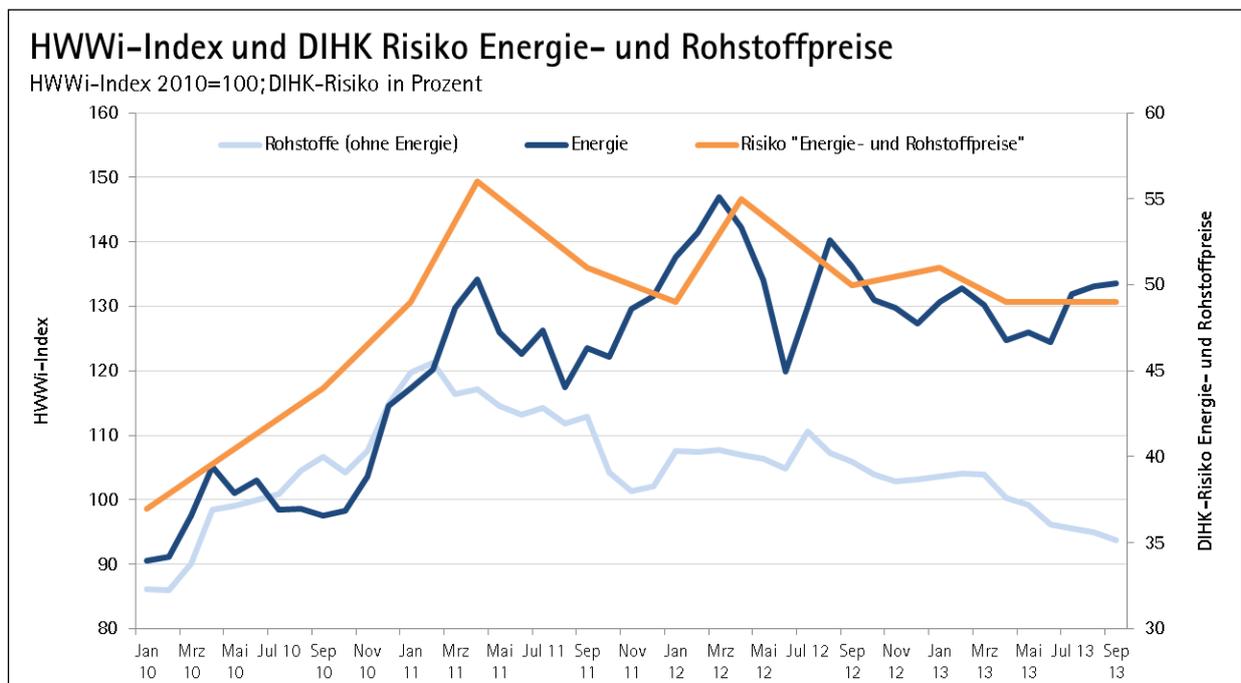
**Abbildung 2: Stromverbrauch nach Sektoren**



Quelle: Eigene Darstellung, Zahlen AG Energiebilanzen

Bislang wird die deutsche Energieversorgung mit ihrem hohen Qualitätsniveau als Standortvorteil Deutschlands eingestuft.<sup>1</sup> Mit der Energiewende sehen aber zwei von drei Unternehmen größere Probleme mit der Versorgungssicherheit auf sich zukommen. Fast alle Industriebetriebe und viele Betriebe in anderen Branchen befürchten zudem, dass steigende Strompreise dauerhaft der unerwünschte Begleiter der Energiewende sein werden.<sup>2</sup> Bereits kleine Steigerungen können stromintensive Unternehmen dazu veranlassen, die Produktion am Standort Deutschland zu hinterfragen. Seit Herbst 2010 sind Energie- und Rohstoffpreise laut DIHK-Konjunkturumfrage Sorgenkind Nummer 1 für die Wirtschaft. Dass dies derzeit kaum an den Rohstoffpreisen liegt, verdeutlicht die folgende Abbildung.

**Abbildung 3: HWWi-Index und Risiko Energiepreise**



Quelle: DIHK-Konjunkturumfrage vom Herbst 2013: Wirtschaft schaltet hoch<sup>3</sup>

<sup>1</sup> DIHK Sonderumfrage Industrie vom August 2011. Abrufbar unter:  
<http://www.dihk.de/branchen/industrie/sonderumfrage-industrie>

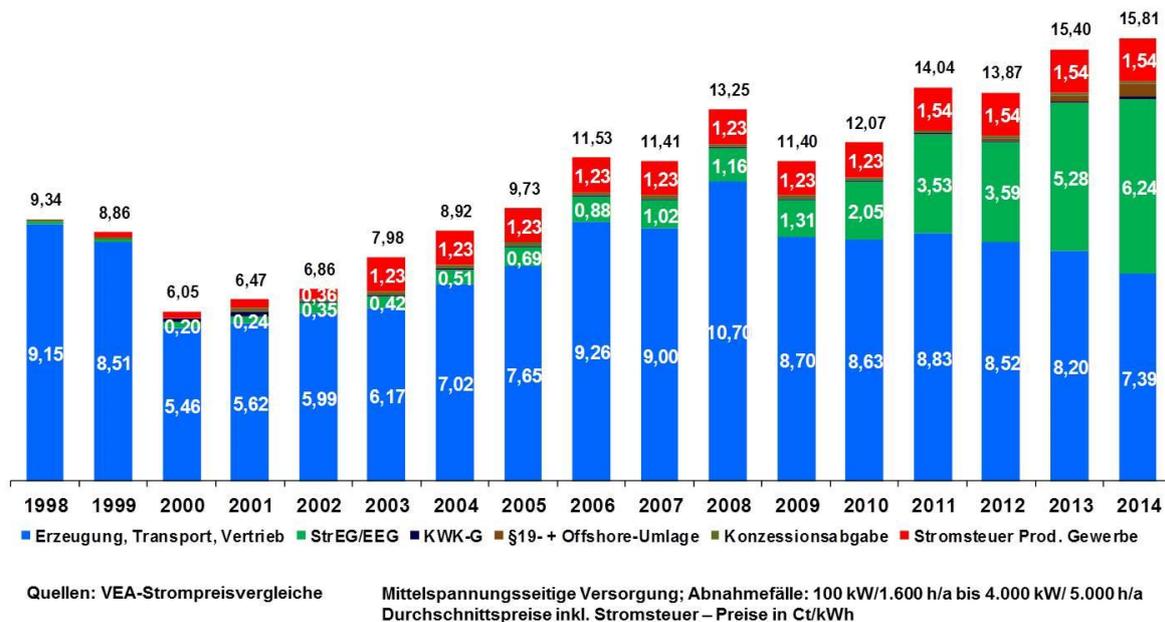
<sup>2</sup> [IHK Energiewende-Barometer 2013](#): Unternehmen packen's an – Skepsis bleibt.

<sup>3</sup> [Hier](#) abrufbar.

### 3 Strompreisbestandteile und Sonderregelungen

Die gute Nachricht: Für Erzeugung, Transport und Vertrieb von Strom müssen Unternehmen so wenig bezahlen wie seit 2004 nicht mehr. Allerdings sind dagegen die staatlich verursachten Belastungen des Strompreises in den letzten Jahren explodiert: Sie stiegen für die Industrie in der Summe von kaum nennenswerten 0,19 Cent/kWh im Jahr 1998 auf 8,309 Cent/kWh in 2014. Das entspricht einem Anstieg um den Faktor 43. Die durchschnittlichen Industriestrompreise für an die Mittelspannung<sup>4</sup> angeschlossene Industriekunden stiegen in diesem Zeitraum um über 60 Prozent von 9,34 auf 15,81 Cent/kWh und damit deutlich geringer als die Steigerung der staatlich verursachten Zusatzbelastungen. Der Staatsanteil lag 2014 damit in der Mittelspannung bei 52,5 Prozent.

**Abbildung 4: Durchschnittliche Strompreise für die Industrie in Cent/kWh**

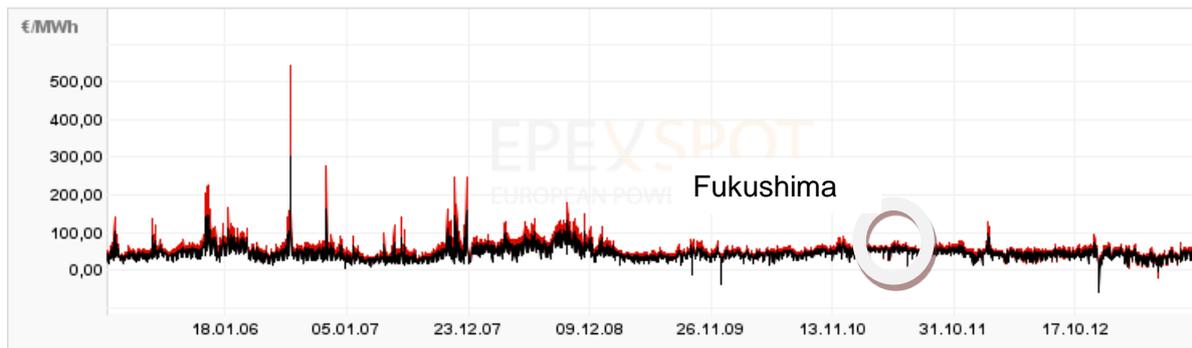


Die deutlich gesunkenen Beschaffungskosten hängen insbesondere mit den gesunkenen Preisen an den Terminmärkten für Strom zusammen. Die Abschaltung der acht ältesten Kernkraftwerke nach Fukushima hatte nur einen vorübergehenden Preisanstieg zur Folge. Der Ausschlag im Februar 2012 war z. B. deutlich höher, als ein knappes Angebot auf eine große Nachfrage in ganz Europa traf, weil eine Kältewelle fast den gesamten Kontinent im Griff hatte.

<sup>4</sup> Zum Thema Spannungsebenen vgl. Kapitel 3.3.

**Abbildung 5: Strompreisentwicklung an der EEX**

Preis



Quelle: EEX.com. Rot ist der Peakpreis, schwarz der Basepreis.

### 3.1 Gründe für unterschiedliche Strompreise

Innerhalb eines Jahres stiegen die Industriestrompreise für Mittelstandspannungskunden im Durchschnitt 2,5 Prozent. Preistreibend war vor allem der Anstieg der EEG-Umlage<sup>5</sup> um knapp 1 Cent/kWh zum 1. Januar 2014. Preisentlastend wirken sich die gesunkenen Großhandelspreise aus. Damit kein Missverständnis entsteht: Einen einheitlichen Industriestrompreis in Deutschland gibt es nicht, vielmehr müssen immer Einzelfälle betrachtet werden. Während die Durchschnittspreise im Kölner Raum bei 12,82 Cent/kWh liegen, bezahlen Industriekunden in Westmecklenburg im Schnitt 16,02 Cent.<sup>6</sup> Die Spreizung liegt an vielen Faktoren: Ein entscheidender Grund ist, dass im Nordosten erheblich in die Stromnetze investiert wurde, auch weil eine wachsende Zahl erneuerbarer Energieanlagen angeschlossen werden musste. Diese Kosten werden lokal umgelegt.<sup>7</sup> Dies gilt ebenso für Kosten von Redispatch-Maßnahmen<sup>8</sup>, auch wenn diese in anderen Regelzonen<sup>9</sup> vorgenommen werden, um das Übertragungsnetz zu stabilisieren. Daher sind in Ostdeutschland die Industriestrompreise in der Mittelspannung im Schnitt um 7,5 Prozent oder 1,05 Cent/kWh höher.

Die Strompreise für die Industrie unterscheiden sich aber nicht nur zwischen den Verteilernetzgebieten, sondern auch innerhalb dieser Gebiete deutlich. Dort hängt der Preis von

<sup>5</sup> Zur EEG-Umlage vgl. Kapitel 3.9

<sup>6</sup> Zahlen in diesem Kapitel beziehen sich auf: Verband der Energieabnehmer (VEA): Bundes-Strompreisvergleich I/2014 für Sondervertragskunden elektrische Energie.

<sup>7</sup> Näheres im Kapitel 0.

<sup>8</sup> Laut Deutscher Energieagentur ist Redispatch ein „präventiver oder kurativer Eingriff des Übertragungsnetzbetreibers in die Fahrpläne von Kraftwerken, um kurzfristig auftretende Engpässe zu vermeiden oder zu beseitigen.“

<sup>9</sup> Eine Regelzone ist ein Gebiet, in dem der jeweilige Übertragungsnetzbetreiber für die Systemstabilität verantwortlich ist. Deutschland ist in vier Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz, Amprion, Tennet und Transnet BW unterteilt.

Strombezugsmenge, Nutzungsdauer, Spannungsebene und Inanspruchnahme von Ausnahme- und Sonderregeln ab. Es gilt die Faustregel: Je höher die Bezugsmenge, die Spannungsebene und die Benutzungsdauer und je geringer die Bezugsspitzen (Peaks) sind, desto günstiger ist die einzelne kWh. Die Preisspanne bewegt sich aktuell zwischen 11,2 und 19,1 Cent/kWh. Mit Sonder- und Ausnahmeregeln wächst die Spreizung weiter.

**Abbildung 6: Gründe für unterschiedliche Strompreise in der Industrie**

	Unternehmensbezogene Gründe	Standortbezogene Gründe
<b>Gründe für unterschiedliche Strompreise</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bezugsmenge/Marktmacht</li> <li>• Benutzungsstunden</li> <li>• Bezugsspitze(n)</li> <li>• Spannungsebene</li> <li>• Sonder- und Ausnahmeregelungen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Übertragungsnetzgebiete mit unterschiedlichen Kosten z. B. für EE-Anschlüsse</li> <li>• Verteilnetzgebiete mit unterschiedlichen Kosten z. B. für EE-Anschlüsse</li> <li>• Redispatch-Kosten</li> </ul>

Der deutsche Strompreis setzt sich derzeit aus acht Komponenten zusammen:

- Erzeugung und Vertrieb
- Netzentgelte
- § 19-Umlage
- Stromsteuer
- Konzessionsabgabe
- KWK-Aufschlag
- EEG-Umlage
- Haftungsumlage Offshore und
- Umlage für abschaltbare Lasten

Die Preisbestandteile werden nachfolgend im Detail betrachtet.

### 3.2 Erzeugung: Preisbildung an der Strombörse EEX

Die Leipziger Strombörse EEX hat sich als Marktplatz für den Stromhandel etabliert. Der dort gebildete Strompreis am Spot<sup>10</sup>- bzw. Terminmarkt<sup>11</sup> hat auch Einfluss auf nicht an der Börse gehandelte Terminkontrakte (sog. Over the Counter Geschäfte (OTC)), daher ist die Börse im weiteren Umfang preissetzend. Im Stromnetz müssen Angebot und Nachfrage zu jeder Sekunde ausgeglichen sein, damit das Netz stabil bleibt.

Welche Kraftwerke ihren Strom verkaufen können, bestimmt sich nach ihren Grenzkosten, d. h. Kraftwerke, die Strom billig produzieren können, werden zuerst nachgefragt (sog. Merit Order). Die Preisbildung beruht auf den Grenzkosten<sup>12</sup> des teuersten benötigten Kraftwerks (sog. Grenzkraftwerk), das den Preis für die Stromerzeugung aller anderen Kraftwerke setzt. Die Grenzkosten werden im Wesentlichen von den Brennstoffkosten des teuersten erforderlichen Kraftwerks und seinen Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate bestimmt. Steigen bei fossilen Kraftwerken die Kosten für die Rohstoffe, schlägt sich dies in höheren Strompreisen nieder, weil teurer erzeugt werden muss. Dieser Effekt war 2008 mit den Rekordpreisen bei Öl und Gas zu beobachten. Dabei ist zu beachten, dass es schon länger eine europäische Merit Order gibt. Grund ist die sog. Marktkopplung (Market Coupling)<sup>13</sup>. Dadurch werden Preisunterschiede zwischen den Börsen minimiert. Beteiligt sind am Market Coupling neben Deutschland, Frankreich und den Benelux-Staaten auch Schweden, Norwegen und Dänemark.

Hohe Strompreise können auch ein Knappheitssignal sein: Liefern Kraftwerke mit hohen Erzeugungskosten Strom, sind in der Merit Order nur noch wenige verfügbare Kraftwerke vorhanden, die bei steigender Nachfrage mit der Stromerzeugung beginnen könnten. Niedrige Preise deuten auf eine entspannte Lage hin. Die Grundsätze der Preisbildung werden aber zunehmend durch die erneuerbaren Energien beeinflusst, wie folgende Abbildung zeigt.

---

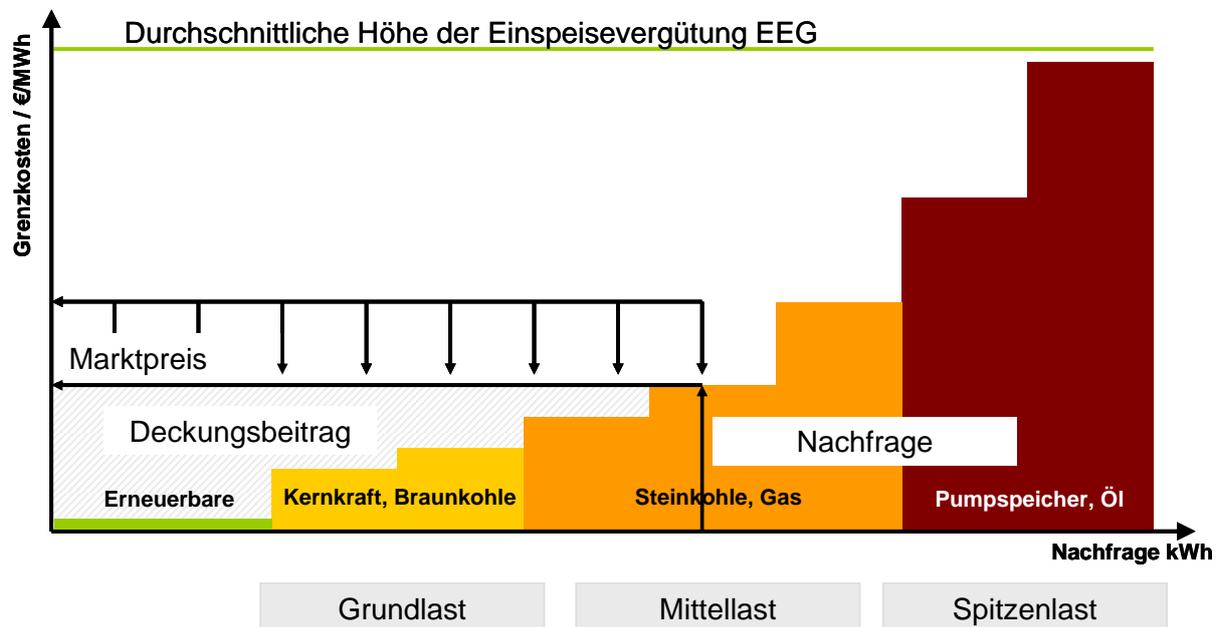
<sup>10</sup> Laut EEX ist der Spotmarkt ein Markt, „an dem Geschäfte in Kontrakten abgeschlossen werden, die sofort (Intra-Day), am nächsten Tag (Day-Ahead) oder auch am übernächsten Tag erfüllt werden.“

<sup>11</sup> Am Terminmarkt wird Strom für die kommenden Jahre gehandelt.

<sup>12</sup> Die Grenzkosten (auch Marginalkosten) sind in der Betriebswirtschaftslehre und der Mikroökonomik die Kosten, die durch die Produktion einer zusätzlichen Einheit eines Produktes entstehen (Quelle: Wikipedia).

<sup>13</sup> „Market Coupling nutzt sog. implizite Auktionen, bei denen Marktteilnehmer nicht direkt grenzüberschreitende Kapazitäten zugeteilt bekommen, sondern indem sie Gebote für Strom auf ihrer Börse abgeben. Die Börsen nutzen anschließend die an den Grenzstellen verfügbare Kapazität, um Preisunterschiede zwischen zwei oder mehr Marktgebieten zu minimalisieren.“ (Quelle: EPEX Spot).

**Abbildung 7: Preisbildung an der Strombörse**



Quelle: DIHK.

Erneuerbare Energien kommen durch den gesetzlich eingeräumten Einspeisevorrang bei der Versorgung immer zuerst zum Zug.<sup>14</sup> Ihre Vergütung ist im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) festgelegt und wird außerhalb der Börse gezahlt. Durch die gesetzliche Pflicht, die vorrangig eingespeiste Menge an der Strombörse anzubieten, werden die teuersten konventionellen Kraftwerke aus dem Markt gedrängt. Der sich bildende Strompreis orientiert sich an den Grenzkosten preiswerter produzierender Kraftwerke. Aufgrund dieses Merit-Order-Effekts der erneuerbaren Energien ist bei steigenden Mengen erneuerbarer Energien von tendenziell sinkenden Strompreisen am Spotmarkt auszugehen. Die erneuerbaren Energien hatten so nach Angaben des BMU 2011 eine dort den Preis senkende Wirkung von 0,87 Cent/kWh.<sup>15</sup>

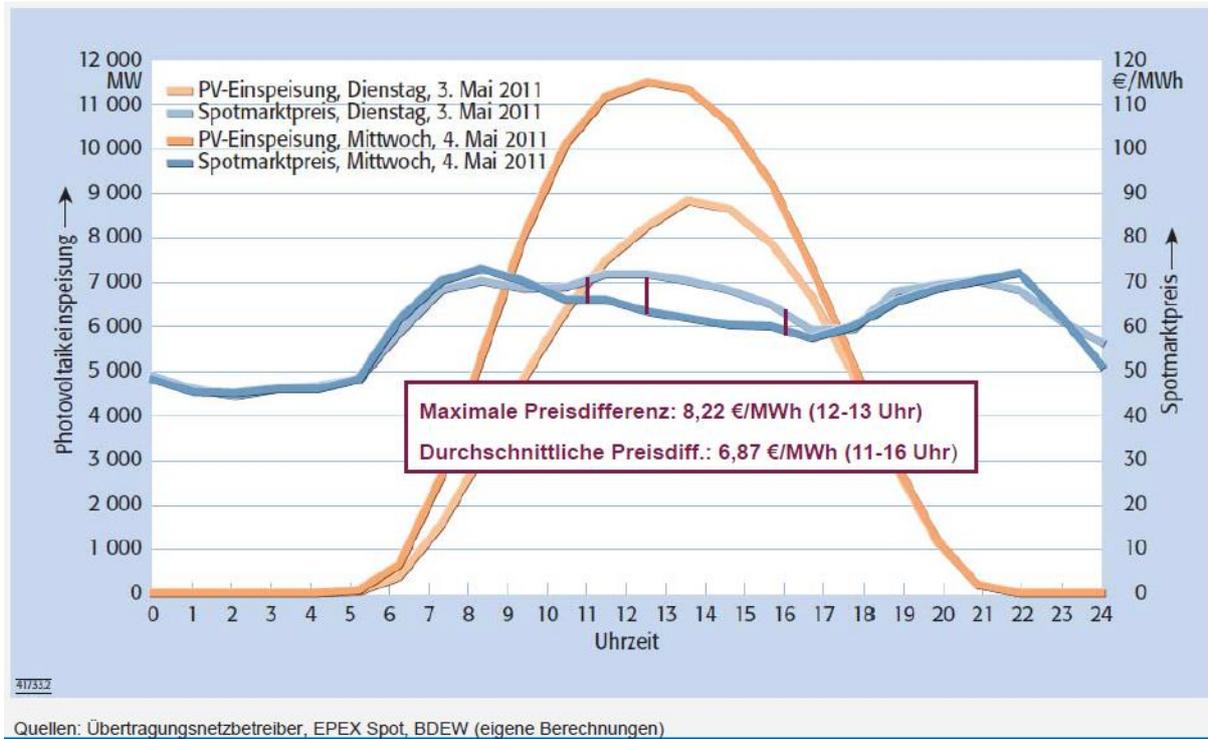
Besonders deutlich wird dies zur Mittagszeit, traditionell die Zeit mit der höchsten Nachfrage und damit folgerichtig eigentlich auch die Zeit der höchsten Preise. Durch den Ausbau der Solarenergie liegen die Strompreise bei starker Sonne über Deutschland mittags immer häufiger auf dem niedrigsten Niveau des Tages, trotz weiter bestehender hoher Nachfrage. Fol-

<sup>14</sup> Auch eine Abschaffung des Einspeisevorrangs hätte für Wind- und Solarenergie kaum Auswirkungen, da beide keine Brennstoffkosten aufweisen.

<sup>15</sup> BMU 2012: Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklungen. [http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/broschuere\\_ee\\_zahlen\\_bf.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/broschuere_ee_zahlen_bf.pdf)

gende Abbildung verdeutlicht, dass hohe PV-Einspeisung zur Mittagszeit den Spotmarktpreis drückt.

**Abbildung 8: Preissenkender Effekt der Photovoltaik**

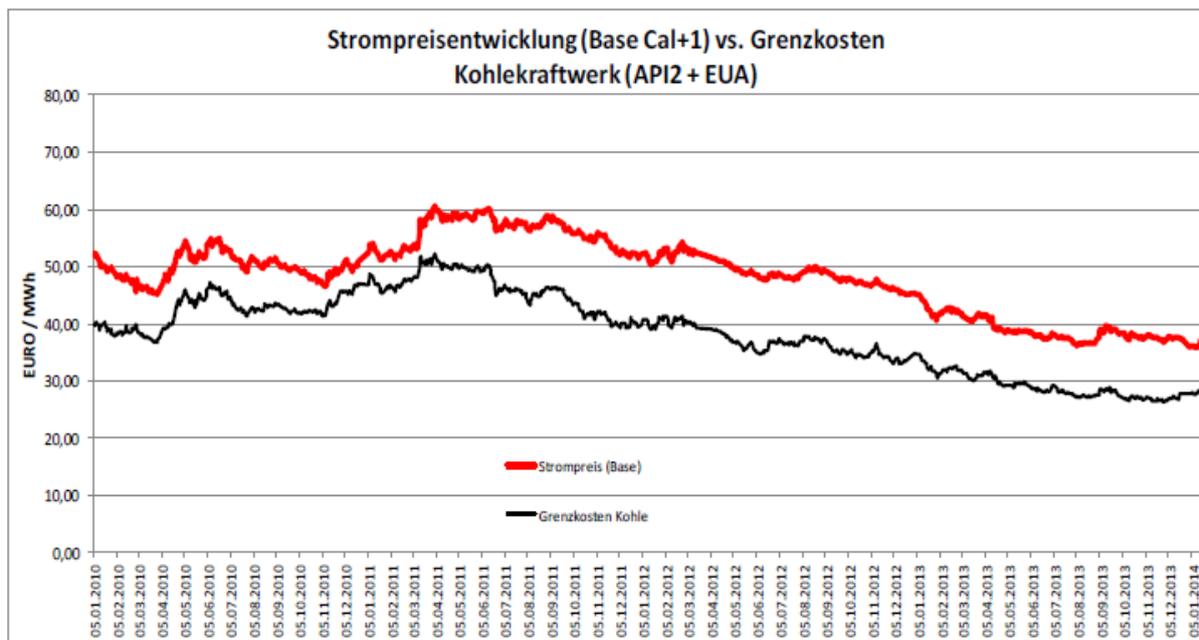


**Beispiel:** Am 14. September 2012 trafen zur Mittagszeit heftiger Wind und starke Sonne in Deutschland zusammen. Insgesamt lieferten Wind und Sonne mit etwa 32 GW knapp die Hälfte des verbrauchten Stroms. Entsprechend rutschten die Preise in den Keller. Am Spotmarkt kostete um 14 Uhr die Megawattstunde 14,44 €. An normalen Tagen liegt der Preis derzeit zwischen 40 und 50 €.

Dies bedeutet aber nicht, dass Unternehmen direkt und vollständig von diesem Effekt profitieren. Denn: Unternehmen kaufen wenn überhaupt nur Restmengen am Spotmarkt, der allermeiste Teil wird am Terminmarkt für längere Perioden im Voraus beschafft. Das müssen die Unternehmen auch tun, da die Volatilität des Spotmarktes ein viel zu großes Geschäftsrisiko darstellt. Der Merit-Order-Effekt kommt daher nur zeitverzögert und abgeschwächt am Terminmarkt an, so dass die Betriebe nur begrenzt davon profitieren. Zudem wirkt der Effekt aufgrund der beschriebenen Marktkopplung auch in den Nachbarländern, so dass deutsche Unternehmen hierdurch keinen Wettbewerbsvorteil erzielen.

Nach anderen Analysen werden die Preise am Terminmarkt wesentlich durch Grenzkosten von Steinkohlekraftwerken bestimmt. Die in den letzten Jahren gesunkenen Preise am Terminmarkt hängen daher insbesondere auch mit den gesunkenen Preisen für Importkohle zusammen. Alle Länder, deren Stromerzeugung sich auf Steinkohle stützt, profitieren daher ebenfalls von diesem Effekt.

**Abbildung 9: Zusammenhang Steinkohle und Terminmarktpreise**



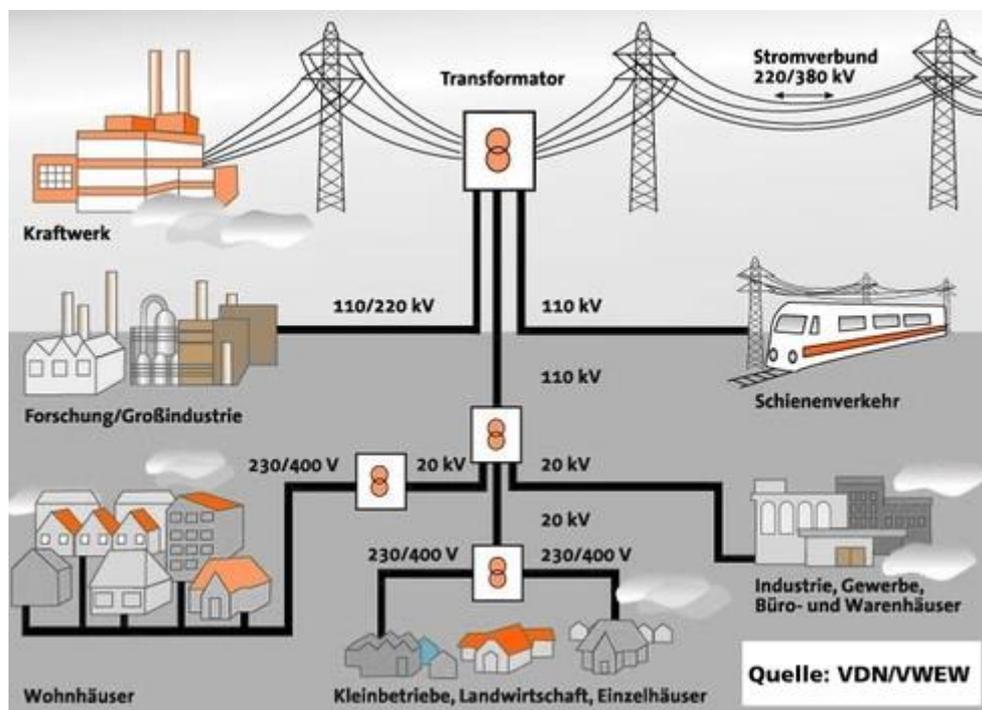
Quelle: Trimet, Heribert Hauck.

Was den Börsenpreis am Spotmarkt senkt, erhöht zudem die EEG-Umlage: Bei niedrigem Börsenpreis steigt die Differenz zwischen der festen Einspeisevergütung und dem Erlös des grünen Stroms, die wiederum Grundlage der EEG-Umlage ist. Vom Senkungseffekt des EEG profitieren Wirtschaft und Verbraucher daher nur eingeschränkt und mit Zeitverzögerung. Lediglich wer direkt am Spotmarkt beschafft, hat diesen Vorteil. Dazu kommt, dass sich mehr und mehr eine europäische Merit Order herausbildet, weil die grenzüberschreitenden Infrastrukturen immer weiter ausgebaut werden. Das heißt, ein Teil des Senkungseffekts durch deutsche erneuerbare Energien wird in unseren europäischen Nachbarländern wirksam.

### 3.3 Netzentgelte

Netzentgelte unterliegen der Regulierung – also der Kontrolle durch Bundesnetzagentur bzw. Landesregulierungsbehörden – und können daher nicht von den Netzbetreibern frei festgesetzt werden. Die Höhe der Netzentgelte hängt neben regionalen Faktoren insbesondere davon ab, an welcher Spannungsebene ein Betrieb angeschlossen ist. Von Höchstspannung spricht man bei 220 bis 380 kV. Netze dieser Spannungsebene werden auch als Übertragungsnetze bezeichnet. In den Spannungsebenen darunter befinden sich die Verteilnetze, die sich in Hoch- (110 kV), Mittel- (20 kV) und Niederspannung (0,2 bis 0,4 kV) untergliedern.

**Abbildung 10: Spannungsebenen des Stromnetzes**



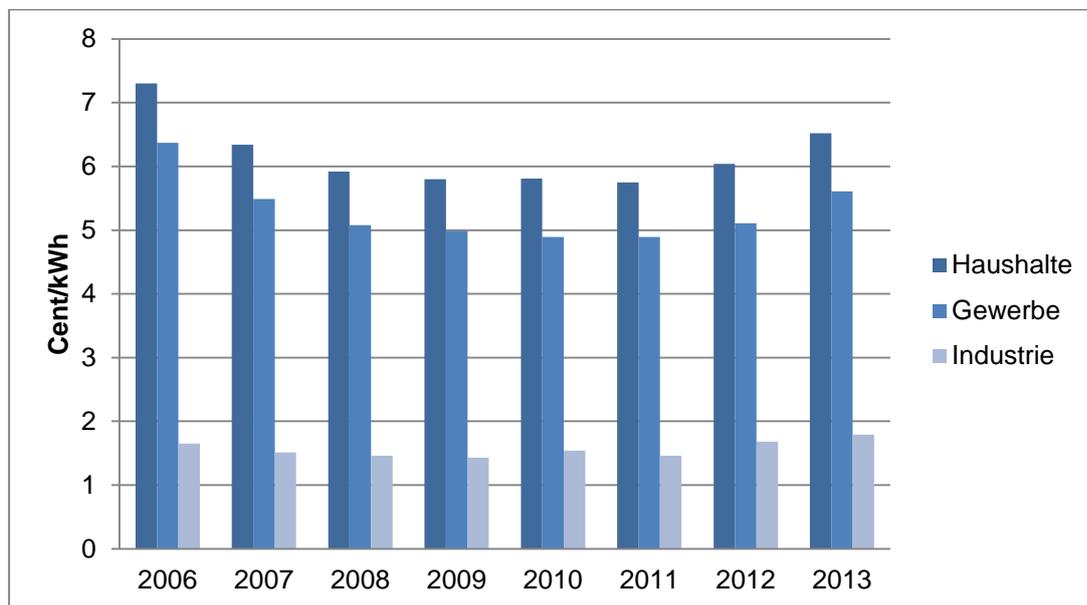
Quelle: <http://www.n-ergie-netz.de/N-ERGIE-NETZ/dem-strom-auf-der-spur-6114.html>.

Die Refinanzierung der Infrastruktur erfolgt über die Stromnetzentgelte, die von der Bundesnetzagentur bzw. den zuständigen Landesbehörden genehmigt werden. Ist ein Unternehmen an der Hochspannung angeschlossen, entstehen Netzentgelte nur für dieses und das Höchstspannungsnetz. Für die nachgelagerten und damit nicht genutzten Mittel- und Niederspannungsnetze müssen keine Entgelte bezahlt werden. Daher mussten Gewerbekunden im April 2013 mit durchschnittlich 5,61 Cent/kWh deutlich stärker für das Netz bezahlen als Industriekunden mit 1,79 Cent/kWh, die in der Regel an einer höheren Spannungsebene angeschlossen sind. Zu beachten ist allerdings, dass Unternehmen, die an einer höheren Spannungsebene angeschlossen sind, selbst dafür Sorge tragen, dass der Strom für die

betrieblichen Bedürfnisse die richtige Spannung aufweist. Selbst erzeugter und genutzter Strom ist von Netzentgelten befreit, sofern er nicht durch öffentliche Netze geleitet wird. Jedenfalls liegen die Netzentgelte für alle Verbrauchergruppen wieder über dem Stand von 2007, und das, obwohl Investitionen in Übertragungs- und Verteilnetze aufgrund der Energiewende erst noch in erheblichem Maße anstehen.

Kunden mit einem Stromverbrauch von über 100.000 kWh unterliegen nach der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) der registrierenden Leistungsmessung. D. h., der Zähler erfasst kontinuierlich die aus dem Netz bezogene Strommenge und bildet Durchschnittswerte je 15 Minuten. Diese Daten dienen zur Abrechnung der Netzentgelte und können vom Messstellenbetreiber angefordert und für eigene Zwecke genutzt werden. Kunden mit registrierender Leistungsmessung entrichten Netzentgelte nach einem Anschluss- und einem Arbeitspreis. Der Anschlusspreis wird von der Höhe der maximal aus dem öffentlichen Netz bezogenen Leistung bestimmt, wodurch ein Anreiz entsteht, Bezugsspitzen zu vermeiden.

**Abbildung 11: Entwicklung der durchschnittlichen mengengewichteten Netzentgelte in Deutschland<sup>16</sup>**



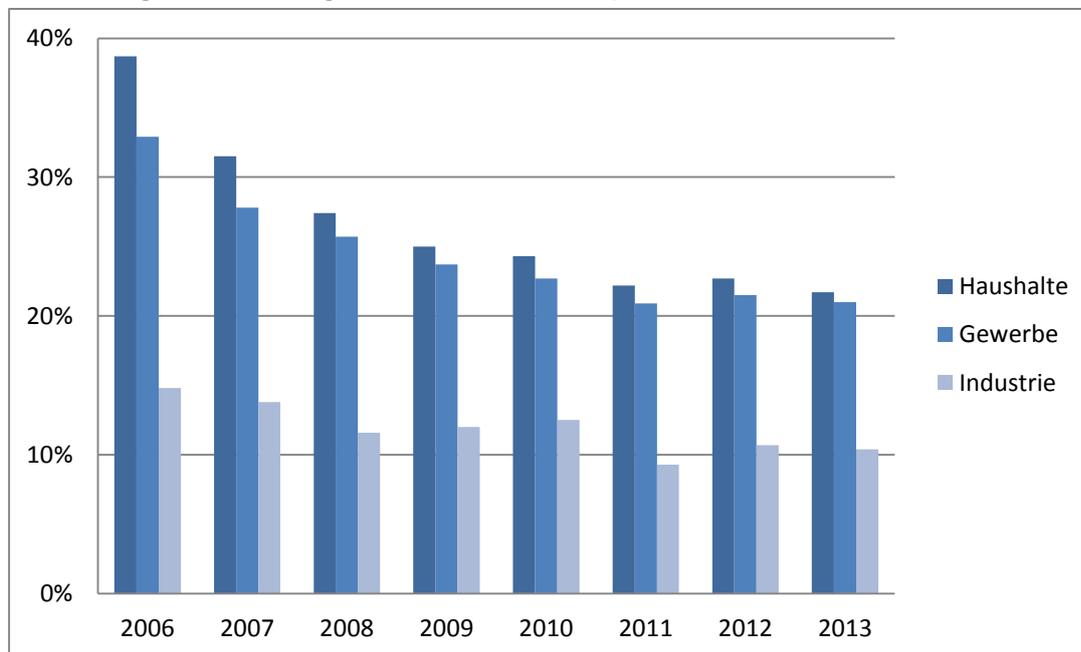
Quelle: Eigene Darstellung. Zahlen aus Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt (2013): Monitoringbericht 2013.

Die regionalen Unterschiede bei den Netzentgelten sind teilweise deutlich: So mussten an die Mittelspannung angeschlossene Industriebetriebe in Ostdeutschland mit 3.000 Benutzungsstunden nach Angaben des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz durchschnittlich 1,76

<sup>16</sup> Unterschiedliche Netzentgelte zwischen den Gruppen ergeben sich aus den verschiedenen Spannungsebenen.

Cent/kWh und damit rund 75 Prozent mehr für die Netznutzung bezahlen, als vergleichbare Unternehmen in Westdeutschland. Das hängt zum einen mit der geringeren Bevölkerungsdichte zusammen, ins Gewicht fällt zum anderen aber auch der in Ostdeutschland überproportional starke Ausbau der erneuerbaren Energien. Diese werden fast ausschließlich in die Verteilnetze eingespeist (Ausnahme Offshore-Windparks). Die Kosten hierfür verbleiben nach den geltenden Bestimmungen im Verteilnetzgebiet und werden anders als die Vergütungszahlungen für Erneuerbare-Energien-Anlagen und die Kosten für den Netzanschluss der Offshore-Windparks nicht bundesweit umgelegt. Ebenfalls nicht bundesweit umgelegt werden Kosten für sog Redispatch-Maßnahmen. Müssen konventionelle Kraftwerke ungeplant wegen hoher EE-Einspeisung und fehlender Abflussmöglichkeit des Stroms ihre Leistung drosseln, erhalten sie eine Vergütung für entgangene Einnahmen. Solche Maßnahmen sind vor allem in den Netzgebieten von TenneT und 50Hertz notwendig und belasten dort die Netzentgelte. 2012 entstanden für Redispatch im Netzgebiet von 50Hertz Kosten von ca. 120 Millionen Euro. So liegen nach Angaben des VEA<sup>17</sup> die zehn teuersten Netzgebiete in Deutschland mit einer Ausnahme allesamt in Ostdeutschland, die zehn billigsten hingegen vorwiegend in Süddeutschland.

**Abbildung 12: Netzentgeltanteile am Strompreis**



Quelle: Eigene Darstellung. Zahlen aus Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt (2013): Monitoringbericht 2013.

Die Zeiten sinkender bzw. stabiler Netzentgelte sind vorbei. Für Industriekunden betrug der Anstieg von 2012 auf 2013 13 Prozent für Mittelspannungskunden und knapp 10 Prozent für

<sup>17</sup> VEA: Netznutzungsentgeltvergleich 2013 für Sondervertragskunden elektrische Energie.

Niederspannungskunden.<sup>18</sup> Bereits von 2011 auf 2012 waren die Netzentgelte für die Industrie um durchschnittlich 15 Prozent gestiegen, Gewerbe und Haushalte zahlten rund fünf Prozent mehr. Gründe sind u. a. bessere Investitionsbedingungen für Netzbetreiber<sup>19</sup>, der Wegfall preisdämpfender Sondereffekte<sup>20</sup> sowie die Einrichtung der Kaltreserve<sup>21</sup>, die über die Netzentgelte abgerechnet wird. Dazu kommt der zunehmende Aufwand für den notwendigen Netzausbau.

2014 sind in vielen Netzgebieten die Entgelte gestiegen: Viele Netzbetreiber haben am 15. Oktober Erhöhungen angekündigt. Das ist der Stichtag, an dem sie ihre vorläufigen Entgelte für das jeweils kommende Jahr bekanntgeben müssen. Nach Angaben des Energiedienstleisters Enet steigen die Entgelte für Kleinverbraucher (Niederspannungsnetz) im Schnitt um 1,1 Prozent. Dabei gibt es eine erhebliche Spreizung: Während die Stadtwerke München ihre Netzentgelte um 26,9 Prozent anheben, senkt E.ON Avacon um 21,4 Prozent. In der Mittelspannung nehmen die Netzgebühren um 3,4 Prozent zu.

Die Bundesnetzagentur rechnet mit einem anhaltenden Anstieg der Netzentgelte für den Zeitraum bis 2020. Er ist im Wesentlichen auf den notwendigen Netzausbau für Übertragungs- und Verteilnetze sowie den Anschluss der Offshore-Windparks zurückzuführen. Für den Übertragungsnetzausbau nach dem Netzentwicklungsplan Strom 2013 werden in den kommenden Jahren Kosten von mindestens 20 Mrd. Euro entstehen. Werden viele Leitungen erdverkabelt, können die Kosten auch deutlich darüber liegen.

Vor allem aufgrund der anstehenden Netzinvestitionen geht die Bundesnetzagentur von einem Anstieg der Netzentgelte für die Industrie in Höhe von 34 bis 54 Prozent und bei den Gewerbekunden von 15 bis 23 Prozent bis 2020 im Vergleich zu 2011 aus<sup>22</sup>. Sie weist zudem darauf hin, dass der Anstieg in den vier Regelzonen jeweils deutlich von diesen Werten

---

<sup>18</sup> VEA: Netznutzungsentgeltvergleich 2013 für Sondervertragskunden elektrische Energie.

<sup>19</sup> z. B. Wegfall des Zeitverzugs in der Anreizregulierung

<sup>20</sup> z. B. Ende der Mehrerlösabschöpfung

<sup>21</sup> Die Kaltreserve umfasst Kraftwerke, die dem Erzeugungsmarkt nicht zur Verfügung stehen und nur bei Kapazitätsengpässen im Winter zum Einsatz kommen. Sie wurde im Sommer 2011 eingerichtet, um den Wegfall der Kernkraftkapazitäten nach dem Moratorium für die kommenden Winter zu kompensieren.

<sup>22</sup> Umgelegt auf den Strompreis bedeutet dies einen Anstieg für die Industrie von 5 bis 8 Prozent und für das Gewerbe von 4 bis 6 Prozent.

abweichen kann.<sup>23</sup> Die Netzentgelte könnten noch mit weiteren Kosten belastet werden: Der flächendeckende Einsatz von intelligenten Zählern (Smart Metern)<sup>24</sup> würde Milliarden kosten.

### **3.4 § 19-Umlage (Netzentgeltreduzierung)**

Mit der § 19-Umlage werden den Netzbetreibern entgangene Einnahmen aus Netzentgelten in Folge der Reduzierung für Großverbraucher (Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) § 19, Absatz 2, Satz 2) und der sog. atypischen Netznutzung (StromNEV § 19, Absatz 2, Satz 1) ersetzt.

#### **Atypische Netznutzung**

2011 hat der Gesetzgeber die Möglichkeit geschaffen, dass Unternehmen ihre Netznutzungsentgelte bei einer sogenannten „atypischen Netznutzung“ um bis zu 80 Prozent reduzieren können. Voraussetzung ist ein Antrag bei der Bundesnetzagentur, den auch der zuständige Netzbetreiber stellen kann<sup>25</sup>. Die Unternehmen müssen nachweisen, dass ihre spezifische Jahreshöchstlast vorhersehbar erheblich von der Jahreshöchstlast des Netzbetreibers abweicht (§ 19 Absatz 2 Satz 1 (StromNEV)). Hintergrund der Regelung ist, dass durch die Abweichung der individuellen Höchstlast von der Höchstlast im Netz ein entlastender Effekt eintritt. D. h., das Netz kann dank der zu berücksichtigenden Entlastung auf eine geringere Höchstlast ausgelegt werden. Berechnet wird die Differenz zwischen der maximalen Leistung und der maximalen Leistung im Hochlastfenster des Netzbetreibers. Dieser muss sein individuelles Fenster bis zum 31. Oktober für das jeweils folgende Jahr veröffentlichen.

Schwellenwerte für die relevante Leistungsdifferenz sind:

- bei Niederspannung: 30 %
- bei Mittelspannung: 20 %
- bei Hochspannung: 10 %

Zum 1. Januar 2013 hat die Bundesnetzagentur die Regelung für Neuanträge verschärft: Seitdem gilt eine Mindestverlagerung von 100 kW Leistung in allen Netz- und Umspannebenen. Andernfalls sieht die Behörde aufgrund geringer Verbräuche keine signifikante Entlas-

---

<sup>23</sup> <https://fragdenstaat.de/files/foi/1583/86.%20Sitzung%20-%20Netzentgelte%20Strom.pdf>

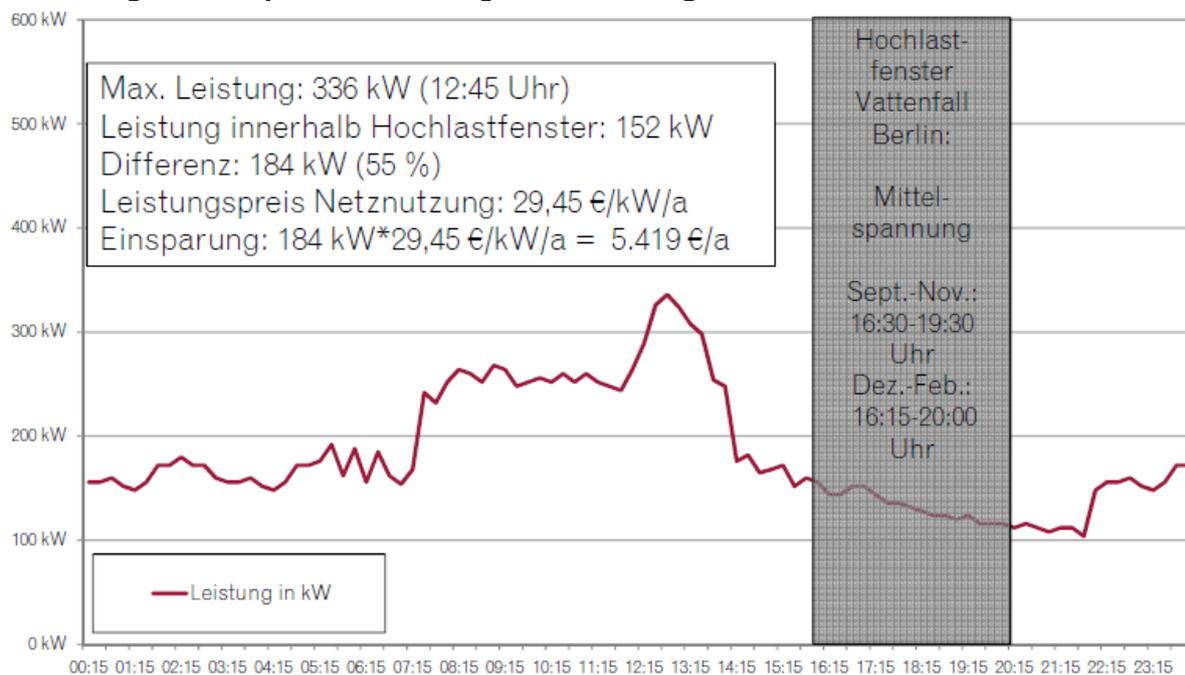
<sup>24</sup> Nach § 21 d des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) ist ein Smart Meter eine „in ein Kommunikationsnetz eingebundene Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie, die den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt.“

<sup>25</sup> 2013 sind rund 1.500 Anträge bei der BNetzA eingegangen. 2011 und 2012 wurden 2.300 Fälle positiv beschieden, 1.700 Verfahren sind noch offen. Die nicht vollständige Liste mitsamt den Entscheidungen steht [hier](#).

tung der Netze. Der 30. September ist künftig der Stichtag für Erstanzeigen<sup>26</sup> für das jeweilige Kalenderjahr. Anzeigen, die danach eingehen, gelten erst für das folgende Jahr, Anzeigen für vergangene Jahre sind ausgeschlossen.

Im dargestellten Beispiel in Abbildung 13 beträgt die Höchstlast des Unternehmens 336 kW und wird gegen 13 Uhr erreicht. Sie befindet sich damit außerhalb des Hochlastfensters des Netzbetreibers, das sich zwischen 16 und 20 Uhr ergibt. Die maximale Last in diesem Fenster beträgt 152 kW, so dass eine Differenz von 184 kW besteht. Aus dieser Differenz ergibt sich dann das reduzierte Netzentgelt.

**Abbildung 13: Beispiel für Netzentgeltreduzierung**



Quelle.: Andreas Seeger, ISPEX AG. Vortrag bei der IHK Berlin am 6. September 2012 zum Thema EEG-Umlage und Netzentgelte.

**Folgende Punkte gibt es bei der Beantragung eines individuellen Netzentgelts zu berücksichtigen:<sup>27</sup>**

Letztverbraucher und Netzbetreiber schließen eine Vereinbarung über ein individuelles Netzentgelt, die dann der Bundesnetzagentur angezeigt werden muss. Für den Abschluss einer Vereinbarung werden i.d.R. folgende Informationen benötigt:

<sup>26</sup> Bislang waren formale Anträge bei der Bundesnetzagentur bzw. der Landesregulierungsbehörde notwendig. Seit 2014 genügt eine Anzeige bei der zuständigen Behörde, dass mit dem Netzbetreiber eine Vereinbarung auf Grundlage der Festlegung der BNetzA geschlossen wurde.

<sup>27</sup> Einen Erhebungsbogen gibt es auf den Seiten der Bundesnetzagentur ebenso wie eine Mustervereinbarung.

- Eine ausführliche und nachvollziehbare Begründung für die Vorhersehbarkeit der Leistungsreduzierung innerhalb der Hochlastzeitfenster.
- Eindeutige Benennung des Netzbetreibers, des Lieferanten und des Letztverbrauchers mit der entsprechenden Abnahmestelle
- Zählpunkt, Netz- bzw. Umspannebene und Genehmigungsjahr
- Verbrauchsdaten des Vorjahres und Prognosedaten für das Genehmigungsjahr

### **Netzentgeltreduzierung für Großverbraucher**

Im Zuge der Beschlüsse zur beschleunigten Energiewende wurde zusätzlich die Möglichkeit eingeführt, dass Unternehmen mit hohen Stromverbräuchen vollständig von den Netzentgelten befreit werden können.<sup>28</sup> Im August 2013 wurde diese Möglichkeit von der Bundesregierung auf Druck der Europäischen Kommission wieder zurückgenommen. Etwa gleichzeitig hatte auch das OLG Düsseldorf in einem Verfahren gegen die Bundesnetzagentur festgestellt, dass die Regelung rechtswidrig sei. Ab 2014 können Unternehmen nur noch eine Reduktion um maximal 90 Prozent bekommen. Begründung für die Reduzierung ist, dass diese Unternehmen durch ihren gleichmäßigen Bezug das Stromnetz stabilisieren.

Voraussetzung ist, dass an einer Abnahmestelle<sup>29</sup> die Abnahmemenge mindestens 10 GWh beträgt (§ 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV)<sup>30</sup> und eine bestimmte Benutzungszahl<sup>31</sup> überschritten wird:

- Bei 8.000 Benutzungszahlen beträgt die Reduktion bis zu 90 Prozent
- Bei 7.500 Benutzungszahlen bis zu 85 Prozent
- Bei 7.000 Benutzungszahlen bis zu 80 Prozent

Ab diesem Jahr gilt zudem eine sog. „physikalische Komponente“ bei der Bemessung der Höhe des reduzierten Netzentgelts. Über diese Komponente soll berücksichtigt werden, welchen Entlastungsbeitrag die jeweiligen stromintensiven Verbraucher tatsächlich leisten. Die Staffelung der Entgelte sind dann Schwellen bis zu denen die Netzentgelte maximal redu-

---

<sup>28</sup> Eine Übersicht über die Unternehmen finden Sie auf den Seiten der Bundesnetzagentur.

<sup>29</sup> § 41 Abs. 4 EEG 2012 definiert eine Abnahmestelle als „Summe aller räumlich und physikalisch zusammenhängenden elektrischen Einrichtungen eines Unternehmens, die sich auf einem in sich abgeschlossenen Betriebsgelände befinden und über eine oder mehrere Entnahmepunkte mit dem Netz des Netzbetreibers verbunden sind.“

<sup>30</sup> [Leitfaden](#) der Bundesnetzagentur zu § 19 StromNEV.

<sup>31</sup> Benutzungszahlen sind ein Maß dafür, wie gleichmäßig ein Stromnetz von einem Abnehmer beansprucht wird. Sie setzt sich zusammen aus der Jahresabnahmemenge im Verhältnis zur Bezugsspitze. Je höher die Benutzungszahlenzahl, desto gleichmäßiger wird ein Netz genutzt und desto weniger durch Bezugsspitzen belastet. Bei der für eine Reduzierung relevanten Berechnung wird Regelenergie für die Ermittlung des Bezugs nicht mit berücksichtigt.

ziert werden können. Grundlage für die Berechnung ist ein physikalischer Pfad, also eine fiktive Direktleitung zwischen der Abnahmestelle eines Unternehmens und einem Kraftwerk. Das reduzierte individuelle Netzentgelt wird aus den Kosten des Pfades (genutzte Betriebsmittel, Verlustenergiekosten, Kosten der Netzreservekapazität) gebildet.<sup>32</sup>

Wie bei der atypischen Netznutzung gilt, dass mit dem zuständigen Netzbetreiber eine individuelle Vereinbarung auf Grundlage der Festlegung der BNetzA geschlossen wurde. Diese muss bei der zuständigen Regulierungsbehörde angezeigt werden.

### **Höhe der § 19-Umlage**

Die entgangenen Einnahmen aus den beiden Netzentgeltreduzierungen werden per Umlage auf die sonstigen Stromverbraucher in Wirtschaft und Haushalten umgelegt. Die Bundesregierung hat im August 2013 beschlossen, die Grenze für eine reduzierte Umlage rückwirkend zum 1.1.2012 von 100 MWh auf 1.000 MWh Stromverbrauch anzuheben. Dadurch ergeben sich Rückzahlungen für Stromkunden mit geringen Verbräuchen. Die Umlage verringert sich daher für Verbräuche unter 100 MWh von eigentlich 0,187 Cent/kWh auf 0,092 Cent/kWh. Insgesamt müssen 630 Mio. Euro von anderen Stromkunden getragen werden. Davon entfallen 191 Mio. auf die atypische Netznutzung (30 Prozent) und 439 Mio. auf die Reduzierung für Großverbraucher. Es werden 2014 nach Prognose der Übertragungsnetzbetreiber für 82 TWh reduzierte Entgelte anfallen.

---

<sup>32</sup> Festlegung der Bundesnetzagentur vom 18.12.2013: BK 4-13-739.

Durch die Anhebung der Grenze und die Rückabwicklung ergeben sich für die § 19-Umlage 2014 fünf statt drei Letztverbrauchergruppen mit einer unterschiedlichen Umlage:

**Abbildung 14: Höhe der § 19-Umlage<sup>33</sup>**

	Gruppe A	Gruppe A+	Gruppe A++	Gruppe B	Gruppe C
	Bis 100.000 kWh ab 2014	Zwischen 100.000 und 1.000.000 kWh	Produzierendes Gewerbe mit Stromkosten am Umsatz von mindestens 4% zwischen 100.000 und 1.000.000 kWh	Ab 100.000 kWh, ab 2014 ab 1.000.000 kWh	Produzierendes Gewerbe mit Stromkosten am Umsatz von mindestens 4% ab 100.000 kWh, ab 2014 ab 1.000.000 kWh
<b>2012</b>	0,151 Cent/kWh	nicht relevant	nicht relevant	0,05 Cent/kWh	0,025 Cent/kWh
<b>2013</b>	0,329 Cent/kWh	Nicht relevant	nicht relevant	0,05 Cent/kWh	0,025 Cent/kWh
<b>2014</b>	0,092 Cent/kWh	0,482 Cent/kWh	0,532 Cent/kWh	0,05 Cent/kWh	0,025 Cent/kWh

Quelle: DIHK.

Die Rückabwicklung der Umlage für die Jahre 2012 und 2013 wird erst 2015 abgeschlossen sein. Die Umlage für das Jahr 2016 enthält dann wieder nur die Gruppen A, B und C.

### 3.5 Umlage Haftungsregelung Offshore-Windparks

Der Ausbau der Windparks auf dem Meer (Offshore) ist bisher hinter den Erwartungen der Bundesregierung zurückgeblieben: Statt 10 GW Leistung werden in Nord- und Ostsee bis 2020 sicher nicht mehr erreicht. Addiert man zu den Anlagen, die in Betrieb sind auch die aktuellen Zubauten und die gesicherten Planungen, kommt man auf 3,9 GW<sup>34</sup>. Die Bundesregierung hat daher ihr Ausbauziel auf 6,5 GW bis 2020 gesenkt und erwartet den Anschluss von zwei Windparks mit insgesamt 0,9 GW pro Jahr. Ein wesentliches Hemmnis für den weiteren Ausbau sind Haftungsrisiken für den Netzbetreiber, wenn ein Windpark errichtet, der Netzanschluss aber noch nicht hergestellt ist. Zudem besteht bei der Offshore-Windnutzung fernab der Küste ein erhöhtes Risiko der Unterbrechung des Stromtransports, gegen das der

<sup>33</sup> Ausführlichere Informationen zur Berechnung der Umlage finden Sie [hier](#), Informationen zur Rückabwicklung finden Sie [hier](#).

<sup>34</sup> Stand Februar 2014.

Netzbetreiber sich nicht versichern kann. Um dieses Problem zu lösen, hat der Gesetzgeber Ende Dezember 2012 beschlossen, das Risiko weitgehend auf die Verbraucher zu wälzen. Netzbetreiber sollen nur bei Vorsatz vollständig haften, bei Fahrlässigkeit soll der Verbraucher (teilweise) einspringen.

**Abbildung 15: Höhe der Haftungsumlage Offshore<sup>35</sup>**

	Bis 1.000.000 kWh je Abnahmestelle	Über 1.000.000 kWh	Über 1.000.000 kWh für produzierendes Gewerbe mit Stromkosten größer 4 % des Umsatz
<b>Umlage 2013</b>	0,25 Cent/kWh	0,05 Cent/kWh	0,025 Cent/kWh
<b>Umlage 2014</b>	0,25 Cent/kWh	0,05 Cent/kWh	0,025 Cent/kWh

Quelle: DIHK.

Eingeführt wurde deshalb 2013 die Haftungsumlage Offshore. Sie soll maximal 0,25 Cent/kWh für den Verbrauch bis 1 GWh betragen, 0,05 Cent für den Verbrauch darüber bzw. 0,025 Cent/kWh für stromintensive Betriebe. Das Belastungsvolumen für die Stromkunden beträgt bei vollständiger Ausschöpfung rund 650 Mio. Euro. Reicht die Summe nicht, um die Haftungsansprüche eines Jahres zu befriedigen, wird der Fehlbetrag auf die kommenden Jahre fortgeschrieben. 2014 wurde wie 2013 die Umlage auf den Höchstbetrag festgelegt. Es ist davon auszugehen, dass die Umlage in den kommenden Jahren voll ausgeschöpft wird. Spätestens zum 31. Dezember 2015 muss die Offshore-Umlage überprüft und ggfs. angepasst werden.

### 3.6 Stromsteuer<sup>36</sup>

Zum 1. April 1999 wurde die Stromsteuer im Zuge der ökologischen Steuerreform in Deutschland eingeführt. Ihr Aufkommen steht allen dem Bund zu und beträgt 2013 laut AK Steuerschätzung des Bundesfinanzministeriums aus dem Mai 2013 rund 7 Mrd. Euro. 90 Prozent der Einnahmen fließen in die Rentenkasse, um die Beiträge zu senken. Jede kWh ist dafür derzeit mit einem Regelsteuersatz von 2,05 Cent/kWh belegt.

Für Unternehmen des produzierenden Gewerbes ist der Steuersatz um ein Viertel ermäßigt und liegt aktuell bei 1,537 Cent/kWh<sup>37</sup>. Dies gilt allerdings nur, wenn die Entlastung den Be-

<sup>35</sup> Ausführlichere Informationen zur Berechnung der Umlage finden Sie [hier](#).

<sup>36</sup> Die in diesem Kapitel aufgeführten Regelungen gelten genauso für Entlastungen von der Energiesteuer.

trag von 250 Euro im Jahr übersteigt (Volumen 2012 knapp 600 Mio. Euro). Dazu kommen bestimmte industrielle Prozesse, für die keine Stromsteuer erhoben wird, weil der Gesetzgeber kein wirtschaftlich erschließbares Effizienzpotenzial mehr sieht. Dazu zählt z. B. Strom, der für Elektrolysen verwendet wird (§ 9a Stromsteuergesetz). Das Volumen betrug 2012 rund 1,1 Mrd. Euro.

**Abbildung 16: Fallzahlen Stromsteuerentlastungen**

	Entlastungsvolumen (Mio. Euro)	Fallzahlen	
		Energiesteuer	Stromsteuer
<b>Spitzenausgleich</b> Energie- und Stromsteuer	2.180	9.500	20.500
Energie- und stromsteuerbefreite Prozesse/Verfahren	1.335	3.400	1.300
<b>Allgemeine Ermäßigung</b> für produzierendes Gewerbe	1.170	17.500	34.000

Quelle: Bundestagsdrucksache 17/14489.

Energieintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes können außerdem den sog. Spitzenausgleich in Anspruch nehmen. Davon machen nach Angaben der Bundesregierung rund 25.000 Unternehmen Gebrauch. Die Unternehmen vermeiden dadurch 2014 ca. 2 Milliarden Euro an Belastungen. Der Spitzenausgleich berechnet sich nach folgender Formel:

$$\text{Erstatteter Betrag} = (\text{Volle Stromsteuer} - (\text{Rentenversicherungsbeiträge Arbeitgeber Höhe } 20,3\% - \text{Rentenversicherungsbeiträge Arbeitgeber Höhe } 18,9\% - \text{Sockelbetrag von } 1000 \text{ Euro})) * 0,9$$

Die an sich zu zahlende Stromsteuer wird um die um Entlastungen beim Arbeitgeberanteil der Rentenversicherung (RV) aufgrund der Ökologischen Steuerreform vermindert. Für die Berechnung werden die aktuellen Rentenversicherungsbeitragszahlungen des Arbeitgebers, aber maximal 19,5 Prozent (RV-Beitragssatz im Jahr 2007) ins Verhältnis gesetzt zu den Zahlungen vor Einführung der Ökosteuer (RV-Beitragssatz vor Einführung der Ökosteuer: 20,3 Prozent); die Differenz aus beiden zuzüglich eines Selbstbehalts/Sockelbetrags von

<sup>37</sup> Diese Regelung gilt auch für die Land- und Forstwirtschaft, Teichwirtschaft und Behindertenwerkstätten.

1.000 Euro wird von der Steuerzahlung abgezogen, der Rest wird zu 90 Prozent erstattet.<sup>38</sup> Die Stromsteuer wird bei Befreiungen und Ermäßigungen grundsätzlich erst im Nachhinein erstattet, muss also beim Lieferer erst einmal in vollem Umfang gezahlt werden („Antragsverfahren“).

Seit dem ersten Januar 2013 gibt es eine Neuregelung zum Spitzenausgleich. Mit ihr soll das jährliche Entlastungsvolumen von ca. 2,3 Mrd. Euro beibehalten werden. Für die Beantragung wichtige Informationen finden sich im Anhang. Die Inanspruchnahme des Spitzenausgleichs wird an folgende Voraussetzungen geknüpft:

#### **a. Einführung von Energie- oder Umweltmanagementsystemen**

Für die Anspruchsjahre 2013 und 2014 müssen Betriebe nachweisen, dass mit der Einführung eines Energie- bzw. Umweltmanagementsystems begonnen wurde.<sup>39</sup> 2015 muss die Einführung abgeschlossen sein. Kleine und mittelständische Unternehmen (KMU) nach EU-Definition<sup>40</sup> können alternative Systeme wählen oder Energieaudits nach DIN EN ISO 16247-1 durchführen.

#### **b. Verringerung der Energieintensität**

Ab 2015 muss die Gesamtheit aller produzierenden Unternehmen dann einen Zielwert für die Verringerung der Energieintensität<sup>41</sup> von 1,3 Prozent gegenüber dem Durchschnittswert der Jahre 2007 bis 2012 nachweisen. Der Nachweis erfolgt mit einem Zeitverzug von zwei Jahren, so dass 2015 auf den Wert des Jahres 2013 geschaut wird, 2016 auf den Wert von 2014, usw. Ab 2016 erhöht sich der Wert auf 1,35 Prozent und wird mit zwei Jahren Zeitverzug für den Spitzenausgleich 2018 relevant. Ob das produzierende Gewerbe den jeweiligen Wert erreicht hat, soll von zwei unabhängigen Instituten auf Basis von Daten des Statistischen Bundesamtes ermittelt werden.

---

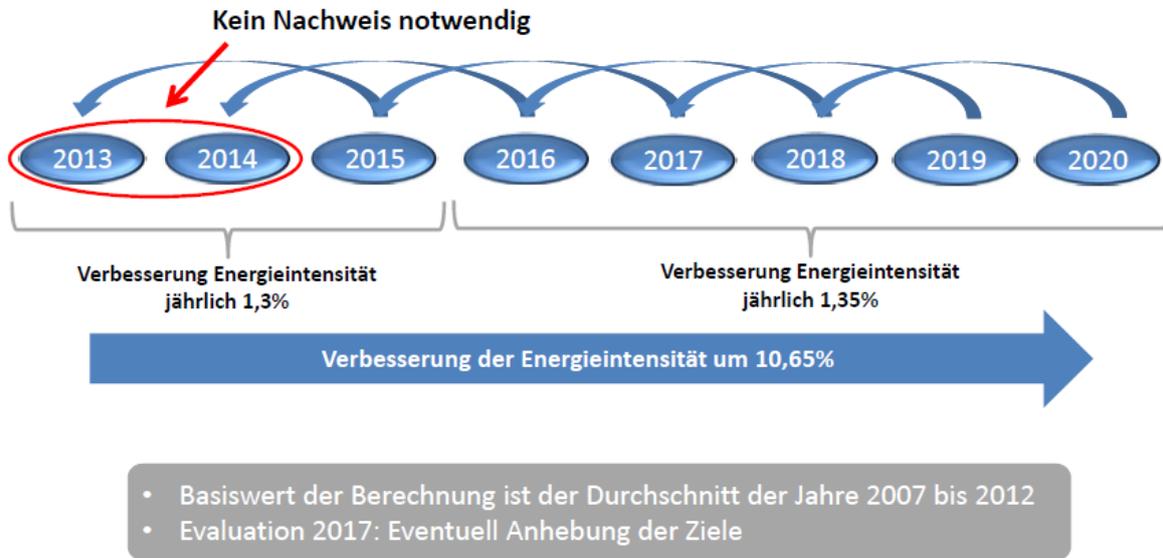
<sup>38</sup> Die genaue Stromsteuer kann mithilfe [des Energie- und Stromsteuer-Berechnungstools der IHK Lippe](#) berechnet werden.

<sup>39</sup> Für die Einführungsphase wichtige Hinweise finden Sie z.B. [hier](#).

<sup>40</sup> Nach EU-Definition sind Unternehmen mit unter 250 Mitarbeitern und 50 Millionen Euro Umsatz KMU.

<sup>41</sup> Energieintensität ist eine Kennzahl für den Energieeinsatz im Verhältnis zum Output. Um sie zu verbessern, kann entweder der Output erhöht und der Energieeinsatz konstant gehalten werden oder der Energieeinsatz sinkt bei konstantem Output.

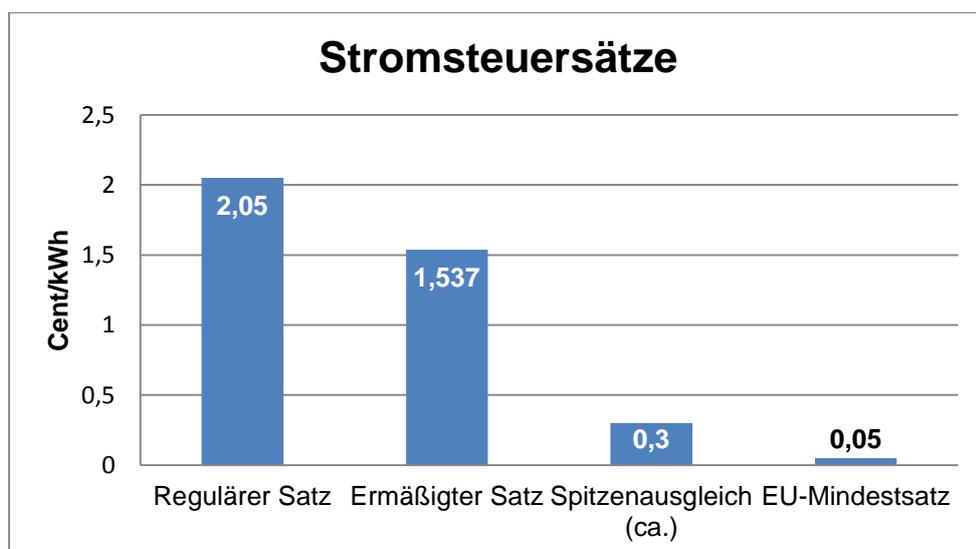
**Abbildung 17: Nachweisführung Energieintensität Spitzenausgleich**



Quelle: DIHK.

Für den Spitzenausgleich ist ein Unternehmen also darauf angewiesen, dass die große Masse des produzierenden Gewerbes ebenfalls die Energieintensität verbessert. Wird der Wert von 1,3 bzw. 1,35 Prozent nur zwischen 96 und 100 Prozent erreicht, beträgt der Spitzenausgleich für alle Unternehmen lediglich noch 80 Prozent. Bei einer Zielerreichung zwischen 92 und 96 Prozent beträgt er 60 Prozent. Liegt der Wert darunter, gibt es keinen Spitzenausgleich.

**Abbildung 18: Stromsteuersätze**



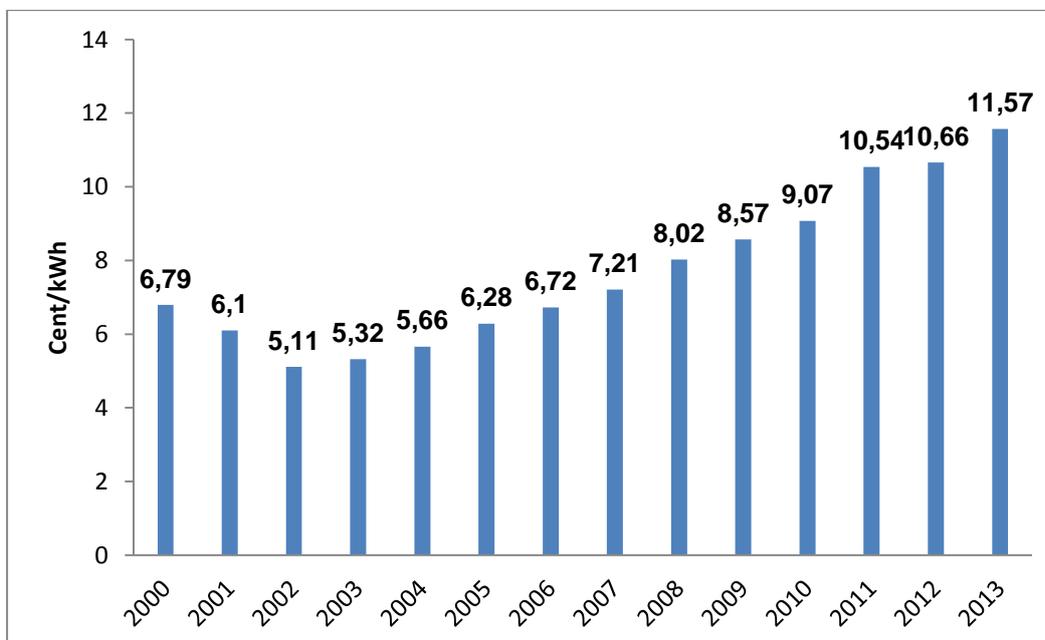
Quelle: DIHK.

Von der EU gibt es die Vorgabe, dass alle Mitgliedstaaten einen Mindeststeuersatz für die Stromsteuer in Höhe von 0,05 Cent/kWh eingeführt haben müssen. Der deutsche Regelsteuersatz liegt 40 Mal höher und selbst Unternehmen, die den Spitzenausgleich in Anspruch nehmen können, bezahlen deutlich mehr.

### 3.7 Konzessionsabgabe

Das Konzessionsrecht ist eine deutsche Besonderheit und hat seine Wurzeln in der kommunalen Selbstverwaltung. Jede Gemeinde hat das Recht, für die Nutzung der Wege in ihrem Gemeindegebiet zur Verlegung und zum Betrieb von Strom-, Gas-, Fernwärme und Wasser- netzen eine sog. Konzessionsabgabe zu erheben. Die Konzessionsabgabenverordnung legt fest: Bei Sondervertragskunden<sup>42</sup>, wozu Industriebetriebe zählen, darf die Konzessionsabgabe Strom 0,11 Cent/kWh nicht übersteigen. Der Unterschied zwischen Sondervertragskunden und normalen Kunden (sog. Tarifkunden) liegt darin begründet, dass erstere in der Regel an Mittel- bzw. Hochspannungsleitungen angeschlossen sind, für deren Verlegung die öffentlichen Verkehrswege weniger in Anspruch genommen werden als bei Niederspannungsnetzen.

**Abbildung 19: Entwicklung Grenzpreis Konzessionsabgabe**



Quelle: Eigene Darstellung. Zahlen Statistisches Bundesamt.

<sup>42</sup> Sondervertragskunden sind nach Definition der Konzessionsabgabenverordnung (KAV) Kunden, die nicht Tarifkunden sind. Zur Unterscheidung der beiden Gruppen s. [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/C125783000558C9FC12577DF00418462/\\$file/Leitfaden.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/C125783000558C9FC12577DF00418462/$file/Leitfaden.pdf)

Daneben gibt es einen Grenzpreis für die Zahlung von Konzessionsabgaben Strom, den das Statistische Bundesamt errechnet. Er liegt 2013 bei 11,57 Cent/kWh, eine Steigerung um 8,5 Prozent gegenüber 2012. Maßgeblich ist der Durchschnittserlös für das Jahr 2011 für alle Sondervertragskunden in Deutschland. Liegt der Strombezugspreis eines Unternehmens inklusive EEG-Umlage, KWK-Aufschlag und Stromsteuer unter diesem Wert, muss keine Konzessionsabgabe gezahlt werden. Mit der Entwicklung des Preises in den letzten Jahren zeigt sich auch der Anstieg der Strompreise für Sondervertragskunden: Er ist seit 2002 um das 2,3-fache gestiegen.

Für Tarifkunden beträgt die Konzessionsabgabe zwischen 1,32 und 2,39 Cent/kWh abhängig von der Einwohnerzahl der Kommune. Die Konzessionsabgabe wird als Aufschlag auf die Verteilnetzgebühr erhoben und vom Verteilnetzbetreiber an die Kommunen abgeführt.

### **3.8 KWK-Aufschlag**

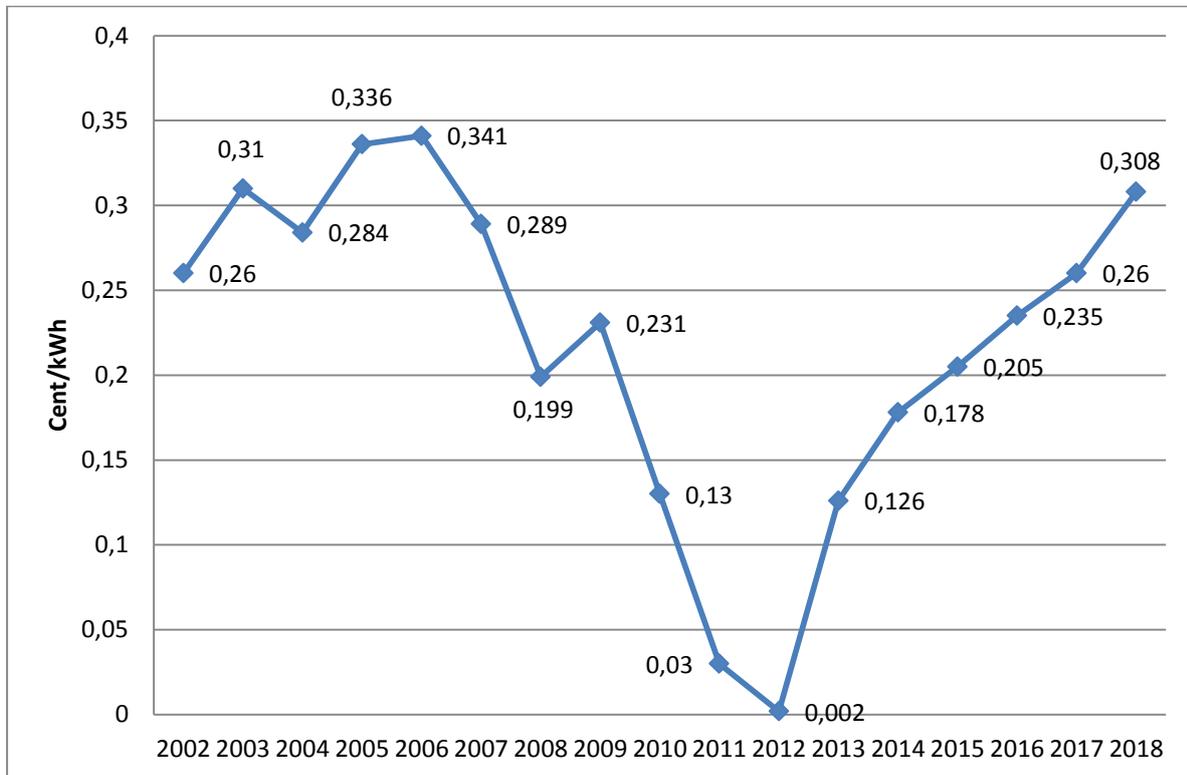
Mit der Liberalisierung des Strommarkts geriet die Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK), weil nicht wettbewerbsfähig, unter Druck. Daher hat der Gesetzgeber nach der Jahrtausendwende eine gesetzliche Vergütung (KWK-Zuschlag) eingeführt, der wiederum über eine KWK-Umlage auf die Stromverbraucher verteilt wird. Zu ihren Hochzeiten erreichte die KWK-Umlage einen Wert von 0,341 Cent/kWh, spielt momentan vor allem im Vergleich zur EEG-Umlage aber nur eine geringe Rolle. Für den Anteil über 100.000 kWh ist der Aufschlag bei 0,05 Cent (Letztverbrauchskategorie B) und für produzierende Unternehmen mit einem Anteil der Stromkosten von über 4 Prozent bei 0,025 Cent (Letztverbrauchskategorie C) gedeckelt.

Zum 1. Januar 2013 trat eine Novelle des KWK-Gesetzes in Kraft, die den Aufschlag deutlich ansteigen ließ: Von 0,002 Cent/kWh für die ersten 100.000 kWh stieg er 2013 bereits auf 0,126 Cent/kWh und 2014 um weitere 40 Prozent auf 0,178 Cent/kWh. Damit hat er bereits fast die Höhe erreicht, die vergangenes Jahr erst für 2016 prognostiziert wurde. Für über 100.000 kWh hinausgehende Verbräuche beträgt die Umlage 0,055 Cent. Darin enthalten ist eine Nachzahlung von 0,005 Cent/kWh für 2012.

Laut Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber soll der KWK-Aufschlag bis 2018 auf 0,308 Cent/kWh steigen. Das Fördervolumen von dann 706 Mio. Euro erreicht in fünf Jahren damit fast den gesetzlich festgelegten Deckel von 750 Mio. Euro im Jahr. Die Bundesregierung hat im Koalitionsvertrag angekündigt, dass sie am Ziel von 25 Prozent Stromerzeugung

aus KWK bis 2020 festhalten will. Daher ist von einer Novelle des Gesetzes in der Legislaturperiode auszugehen.

**Abbildung 20: Entwicklung des KWK-Aufschlags für erste 100.000 kWh**



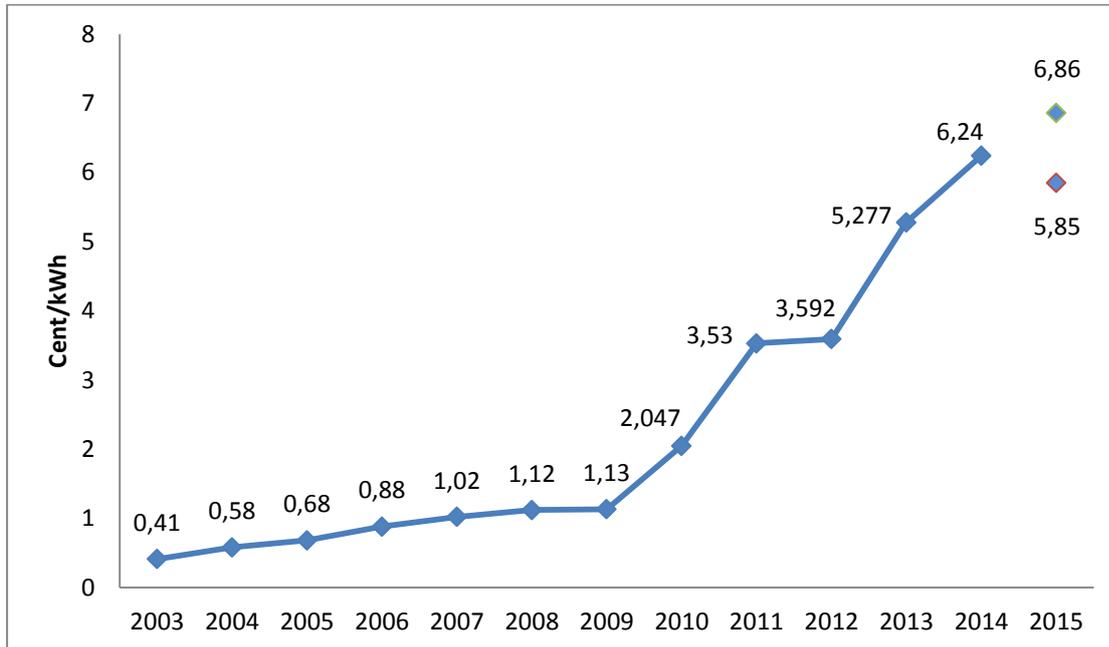
Quelle: Eigene Darstellung. Zahlen von eeg-kwk.net. Ab 2015 Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber.

### 3.9 EEG-Umlage

Die EEG-Umlage beträgt 2014 6,24 Cent/kWh nach 5,277 Cent 2013. Ende 2012 hatten die für die Abwicklung der EEG-Umlage zuständigen Übertragungsnetzbetreiber noch einen Anstieg auf maximal 5,74 Cent/kWh prognostiziert. Der Umlagebetrag, also sämtliche EEG-bedingte Kosten abzüglich der Erlöse durch den Verkauf des grünen Stroms, steigt damit von 20,4 auf 23,6 Mrd. Euro (sog. Differenzkosten). Im Jahr 2000 war das EEG mit Differenzkosten von 0,7 Mrd. Euro gestartet.<sup>43</sup> Die EEG-Umlage ist mit weitem Abstand die größte staatlich verursachte Belastung des Strompreises. Seit 2009 legte sie um fast 600 Prozent zu. Allein seit 2012 ist sie um fast drei Viertel gestiegen. Bundeskanzlerin Merkel hatte im Sommer 2011 im Rahmen der Entscheidungen zur beschleunigten Energiewende zugesagt, die EEG-Umlage im Bereich von 3,5 Cent/kWh zu halten.

<sup>43</sup> Ausführlich zur Entwicklung der Differenzkosten, der Vergütungszahlungen an Anlagenbetreiber und der unter EEG-Regime erzeugten Strommengen: Bundestagsdrucksache 18/242.

**Abbildung 21: Entwicklung der EEG-Umlage**



Quelle: Eigene Darstellung. Zahlen von eeg-kwk.net. Zahlen für 2015 sind Schätzungen der Übertragungsnetzbetreiber

**Abbildung 22: EEG-Umlage nach Technologien**

	Photovoltaik	Biomasse	Wind onshore	Wind offshore	Sonstige
Spezifische EEG-Umlage	2,4 Cent/kWh	1,3 Cent/kWh	1,0 Cent/kWh	0,3 Cent/kWh	< 0,1 Cent/kWh
Anteil an EEG-Umlage	48%	26%	20%	6%	< 2%
Auszahlungen an Anlagebetreiber (Mrd. Euro)	10,5	5,5	4,3	1,1	0,5
Stromerzeugung in TWh	36,6	34,9	62,2	7,4	8,1
Anteil an EE-Stromerzeugung	24,5%	23,4%	41,7%	5%	5,4%
Stromerzeugung in TWh je Mrd. Euro <sup>44</sup>	3,5	6,3	14,5	6,7	16,2

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung auf Basis der Zahlen von eeg-kwk.net.

<sup>44</sup> Zu beachten ist, dass z.B. bei PV-Neuanlagen die Stromerzeugung je Mrd. Euro aufgrund der massiv gesunkenen Einspeisevergütungen deutlich größer ist.

Die EEG-Umlage für 2013 war zu niedrig kalkuliert, wie das kräftige Minus des EEG-Kontos zeigt.<sup>45</sup> Daher enthält die Umlage 2014 einen Nachholbetrag von 0,581 Cent/kWh. Bereits 2013 war ein Nachholbetrag für 2012 von 0,67 Cent/kWh notwendig. Die sog. Liquiditätsreserve schlägt 2014 mit 0,512 Cent/kWh zu Buche. Sie beträgt zehn Prozent des erwarteten Differenzbetrags und hilft den Übertragungsnetzbetreibern bei der Finanzierung des Umlagekontos. Die EEG-Kernumlage ohne diese Faktoren beläuft sich damit auf 5,146 Cent/kWh. Den Auszahlungen an Anlagebetreibern in Höhe von 21,25 Mrd. Euro (EEG-Vergütungen) stehen nach Schätzung der Übertragungsnetzbetreiber Erlöse für EEG-Strom von 2,2 Mrd. Euro gegenüber. Damit ergeben sich Kosten von 19,1 Mrd. Euro, die die Stromkunden tragen müssen. Das entspricht der EEG-Umlage in Höhe von 5 Cent/kWh.

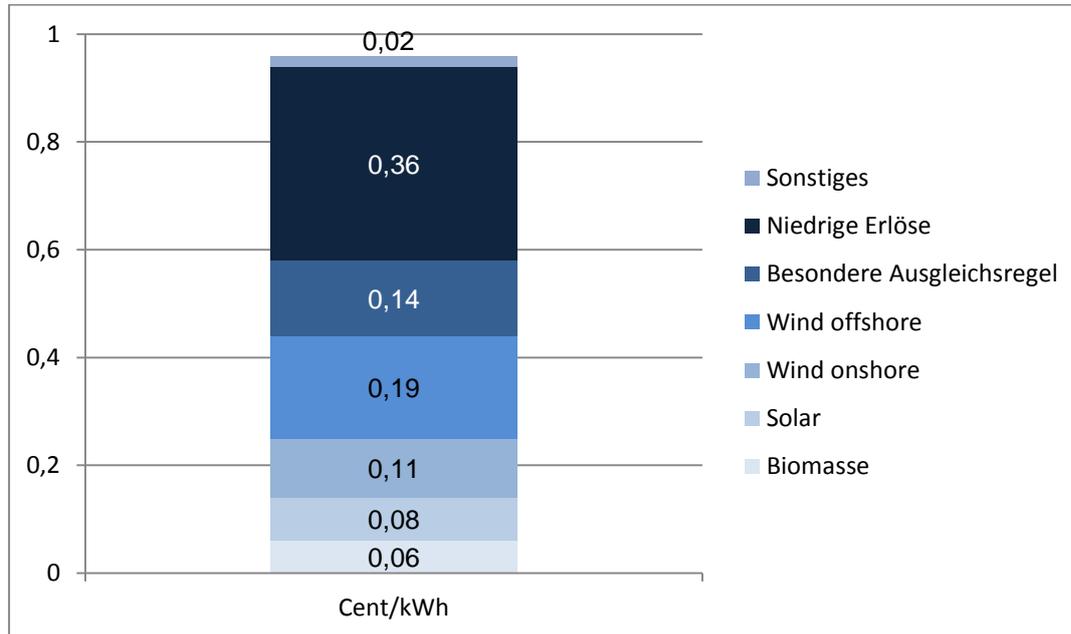
### **Gründe für den Anstieg:**

- **Zubau:** Für das Jahr 2014 rechnen die Übertragungsnetzbetreiber mit einem Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien um rund 15 auf knapp 150 TWh. Dadurch ergibt sich nach Berechnungen des Öko-Instituts ein Anstieg der Umlage um 0,44 Cent/kWh. Der Ausbau ist damit für 46 Prozent des Anstiegs verantwortlich. Treiber ist v.a. die Windenergie Offshore, die allein fast 20 Prozent der Erhöhung verantwortet.
- **Niedrige Strompreise:** Durch die derzeit niedrigen Strompreise fallen auch die Erlöse aus erneuerbaren Energien entsprechend gering aus. Für 2014 ist ein Erlös von 0,4145 Cent/kWh angesetzt, gut einen Cent weniger als 2013. Laut Öko-Institut erklärt sich dadurch zu 37,5 Prozent die Erhöhung der EEG-Umlage 2014. Der Börsenstrompreis, der für die Berechnung der Umlage 2014 herangezogen
- **Besondere Ausgleichsregel:** Mehr Unternehmen kommen 2014 in den Genuss einer reduzierten Umlage, den die übrigen Stromabnehmer kompensieren müssen. 107 TWh von 2.388 Abnahmestellen sind dieses Jahr privilegiert. 2013 erhielten 1.691 Unternehmen mit rund 2.300 Abnahmestellen für ca. 96 TWh Strom Rabatte bei der EEG-Umlage. 2012 lag die privilegierte Strommenge bei 85 TWh, 2011 vor der Novelle der besonderen Ausgleichsregel durch die schwarz-gelbe Bundesregierung bei 75 TWh. Die Strommenge ist also um 42 Prozent von 2011 auf 2014 angestiegen. Die Zahl der Unternehmen hat in diesem Zeitraum um den Faktor 2,7 zugenommen. Dies hängt nicht nur mit der Neufassung der besonderen Ausgleichsregel zusammen, sondern vielmehr auch mit den steigenden Strompreisen, die dazu führen, dass mehr Unternehmen die Kriterien der Inanspruchnahme erfüllen.

---

<sup>45</sup> Über das [EEG-Konto](#) laufen die Zahlungsströme der EEG-Umlage.

**Abbildung 23: Faktoren für den Anstieg**



Quelle: Eigene Darstellung, Berechnung des Ökoinstituts.

### Besondere Ausgleichsregel

Die besondere Ausgleichsregelung soll sicherstellen, dass stromintensive Unternehmen am Standort Deutschland wettbewerbsfähig bleiben. Unabhängig davon werden Schienenbahnen begünstigt. Die Regelung wurde letztmals mit der Novelle des EEG 2011 neu gefasst. Weiterhin können neben den Schienenbahnen nur Unternehmen des produzierenden Gewerbes die Regelung in Anspruch nehmen.<sup>46</sup> Sie müssen aktuell folgende Nachweise erbringen (§§ 40, 41 EEG):

- Der verbrauchte Strom an einer Abnahmestelle muss mindestens 1 GWh betragen.
- Das Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung muss mindestens 14 % betragen.
- Es ist eine Zertifizierung erfolgt, mit der der Energieverbrauch und seine Minderungspotenziale erhoben und bewertet wurden, wenn das Unternehmen mindestens 10 GWh verbraucht.
- Das Unternehmen muss nachweisen, dass es im internationalen Wettbewerb steht.<sup>47</sup>

<sup>46</sup> In Beiträgen zur politischen Diskussion ist gelegentlich davon die Rede, dass auch Rechenzentren einbezogen seien. Diese sind auch unter Wettbewerbsdruck, aber bislang – da kein verarbeitendes Gewerbe – nicht im Anwendungsbereich der besonderen Ausgleichsregelung.

<sup>47</sup> Beschreibung des Nachweises auf S. 10 unter [http://www.bafa.de/bafa/de/energie/besondere\\_ausgleichsregelung\\_eeg/merkblaetter/merkblatt\\_ii\\_a.pdf](http://www.bafa.de/bafa/de/energie/besondere_ausgleichsregelung_eeg/merkblaetter/merkblatt_ii_a.pdf)

**Abbildung 24: Novellierungen der besonderen Ausgleichsregel**

	EEG				
	2012	2009	2006	2004	2000
Jahr der Anwendung	Jan 12 <sup>4</sup>	Jan 09	Dez 06	Aug 04	Jul 03
Unternehmensgruppen <sup>1</sup>	VG, BB, SB	PG, SB		PG	
Verhältnis von Stromkosten zu BWS	>14%	>15%		>20%	
Mindeststromverbrauch	>1 GWh	>10 GWh		> 100 GWh	
Selbstbehalt					
<i>Teilbegünstigte Unternehmen</i>	Selbstb.: 1 GWh, darüber Stufensystem	Selbstb.: 10% des Verbrauchs		100 GWh	
<i>Vollbegünstigte Unternehmen<sup>2</sup></i>	kein Selbstb.				
Deckelregelung <sup>3</sup>	Entfallen			10%	-
Prüfung der Beeinträchtigung der Wettbewerbsfähigkeit	entfallen				X
Zertifizierung	wie 2009, nicht für PG mit <10GWh/a Verbrauch	EMAS/ ISO14001			

<sup>1</sup> PG= Produzierendes Gewerbe, VG=Verarbeitendes Gewerbe, BB=Bergbau, SB=Schienenbahnen.  
Für Schienenbahnen gelten andere Regelungen als hier dargestellt.

<sup>2</sup> VB-Unternehmen: Vollbegünstigte Unternehmen ab einem Verbrauch von 100 GWh und 20% Stromkosten/BWS

<sup>3</sup> nach 2 § 16 Abs. 5 EEG 2004: Obergrenze des Gesamtentlastungsvolumen - die Kosten für nicht begünstigte Letztverbraucher dürfen durch BesAR nicht um mehr als 10% steigen.

<sup>4</sup> Anträge für die BesAR nach Neuregelung der §40ff EEG sind erst im Jahr 2012 für das Jahr 2013 möglich.

Quelle: DIW (2013): Vorschlag die zukünftige Ausgestaltung der Ausnahmen für die Industrie bei der EEG-Umlage.

Sind diese Voraussetzungen erfüllt, berechnet sich die EEG-Umlage wie folgt:

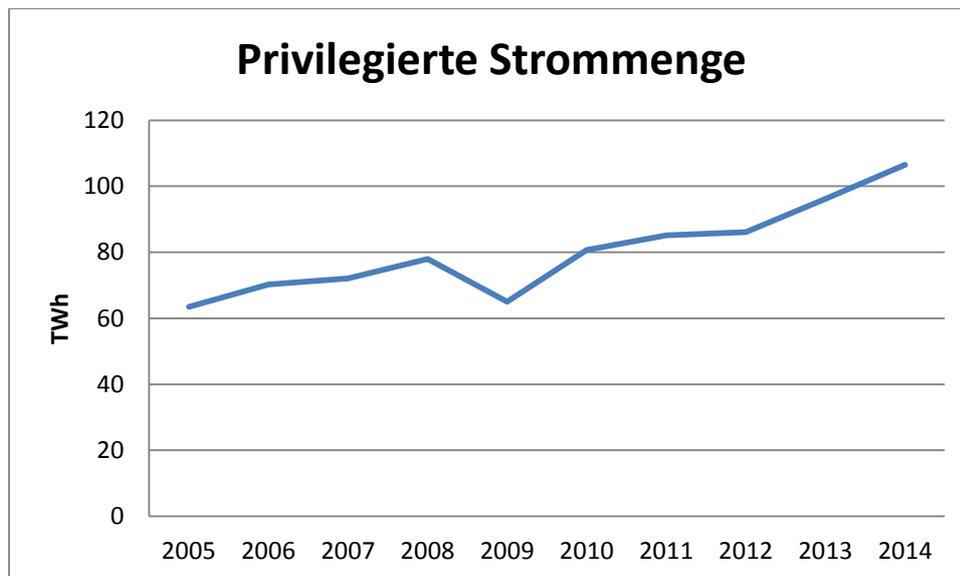
- Für den Stromanteil bis 1 GWh muss die volle EEG-Umlage von derzeit 3,592 Cent/kWh bezahlt werden.
- Für den Stromanteil zwischen 1 GWh und 10 GWh wird die EEG-Umlage auf 10 % des aktuellen Wertes begrenzt. Derzeit 0,3592 Cent/kWh.
- Für den Stromanteil zwischen 10 GWh und 100 GWh wird die EEG-Umlage auf 1 % des aktuellen Wertes begrenzt. Derzeit 0,03592 Cent/kWh.
- Für den Stromanteil über 100 GWh beträgt die EEG-Umlage 0,05 Cent/kWh.
- Sonderregelung: Unternehmen mit über 100 GWh und einem Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung von 20 % beträgt die EEG-Umlage 0,05 Cent für alle kWh.

**Abbildung 25: Entwicklung der Bewilligungen**

Antragsjahr	Begrenzungsjahr	Anzahl Unternehmen, die Anträge gestellt haben	Anzahl der beantragten Abnahmestellen	Bewilligte Abnahmestellen	Bewilligte Abnahmestellen / beantragte Abnahmestellen
2013	2014	2.388	3.480	2.779	65,5%
2012	2013	2.055	3.184	2.276	71,5%
2011	2012	813	1.137	979	86,1%
2010	2011	650	890	800	89,9%
2009	2010	589	797	754	94,6%
2008	2009	540	740	695	93,9%
2007	2008	438	579	564	97,4%
2006	2007	406	543	492	90,6%

Quelle: Eigene Darstellung. Zahlen aus Bundestagsdrucksache 17/14643 und BMU/Bafa 2013: Hintergrundinformationen zur besonderen Ausgleichsregel sowie BMWi/Bafa (2014): Hintergrundinformationen zur besonderen Ausgleichsregel.

**Abbildung 26: Entwicklung der privilegierten Strommenge**



Quelle: Eigene Darstellung. Zahlen aus Bundestagsdrucksache 18/242. Zahlen für 2013 und 2014 sind Schätzungen der Übertragungsnetzbetreiber aus der EEG-Prognose.

2011 betrug das Volumen der besonderen Ausgleichsregel 2,74 Mrd. Euro, die die nicht privilegierten Endverbraucher tragen mussten. Dadurch erhöhte sich die EEG-Umlage für diese Gruppe um rund 0,6 Cent/kWh. Bei einer Gleichverteilung über alle Endverbraucher hätte die EEG-Umlage rechnerisch bei knapp 3 Cent/kWh gelegen.<sup>48</sup> Bei einer Verteilung der EEG-

<sup>48</sup> Eine ausführliche Darstellung der Effekte der besonderen Ausgleichsregel findet sich unter [http://www.bmu.de/erneuerbare\\_energien/downloads/doc/48198.php](http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/48198.php) sowie unter

Differenzkosten ohne besondere Ausgleichsregel hätte sie 2013 bei 4,23 Cent/kWh gelegen und damit um 1,05 Cent/kWh niedriger. 2014 betrüge die Umlage ohne besondere Ausgleichsregel 4,89 Cent/kWh. Dies zeigt: Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist der Hauptkostentreiber und nicht die besondere Ausgleichsregel.

Zu der fiktiven Berechnung der EEG-Umlage bei einer Gleichverteilung schreibt die Bundesregierung: „... ein Großteil der Mehreinnahmen auf dem EEG-Konto wäre allenfalls als kurzfristig und nur vorübergehend anzusehen. Denn bei einer Abschaffung der Besonderen Ausgleichsregelung entstünden der deutschen stromintensiven Industrie erhebliche Wettbewerbsnachteile, wodurch die Produktion in Deutschland zurückginge und somit auch ihr Beitrag zur Zahlung der EEG-Differenzkosten.“<sup>49</sup>

Die privilegierte Strommenge stieg seit 2005 von 63,5 auf 107 TWh. Das ist ein Zuwachs von knapp zwei Drittel. Vor allem der Anstieg der EEG-Umlage um das Neunfache im gleichen Zeitraum ist dafür verantwortlich. Eine steigende Umlage führt zu höheren Stromkosten in Unternehmen und mehr Betriebe überspringen die Schwelle von 14 Prozent Stromkosten im Verhältnis zur Bruttowertschöpfung. Die Novelle der besonderen Ausgleichsregel im Sommer 2011 hat hingegen bisher nur zu einer Nettobelastung von 0,4 TWh geführt.<sup>50</sup>

In der öffentlichen Debatte über die Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien wird der Industrie teilweise unterstellt, dass sie sowieso befreit sei und deshalb die steigende EEG-Umlage kein Problem darstelle. Um das klarzustellen: Jeder Industriebetrieb in Deutschland bezahlt EEG-Umlage. Richtig ist: Die sehr großen und energieintensiven Stromverbraucher bezahlen derzeit weniger als 1 Prozent der vollen Umlage. Zudem trägt die gesamte Industrie mit 7,4 Mrd. Euro über 30 Prozent der Kosten. Die gesamte Wirtschaft sogar über 50 Prozent. Die These, dass alleine die Privathaushalte die Energiewende schultern müssten, ist also falsch.

---

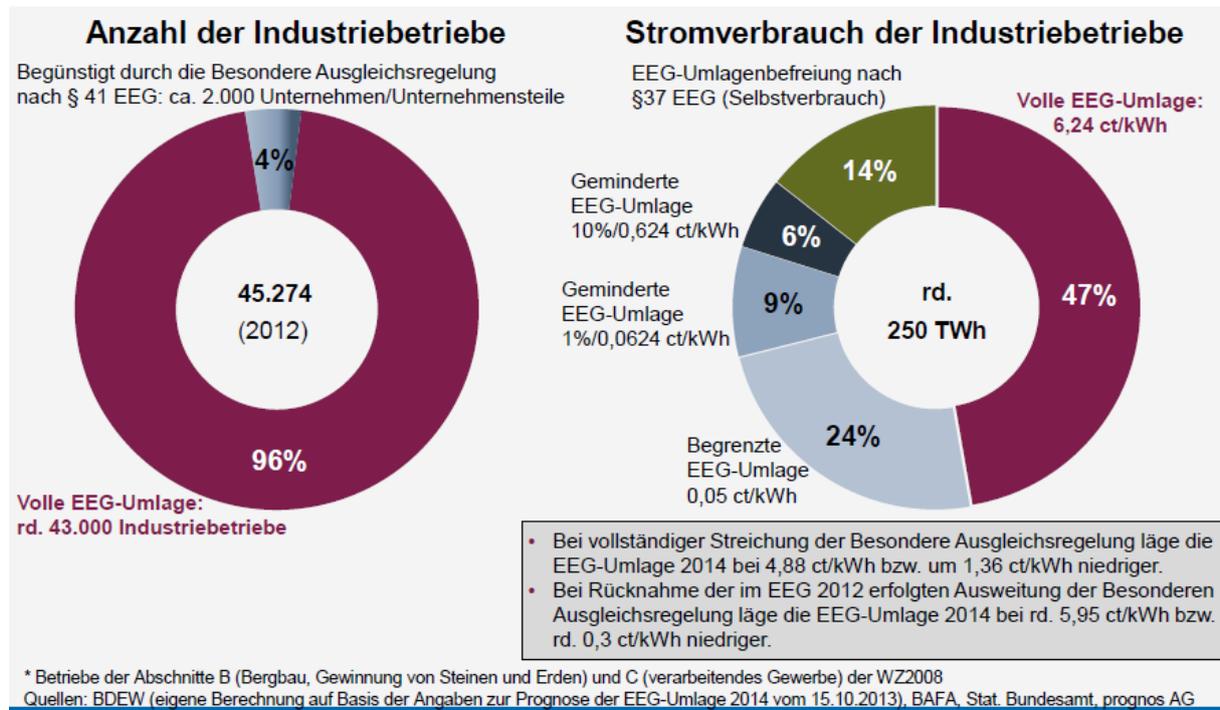
[http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/EvaluierungsberichtAusglMechV\\_Basepage.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/EvaluierungsberichtAusglMechV_Basepage.html)

<sup>49</sup> Bundestagsdrucksache 18/242.

<sup>50</sup> BMWi/Bafa (2014): Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung. Antragsverfahren 2013 auf Begrenzung der EEG-Umlage 2014. Abrufbar [hier](#).

Abbildung 27: EEG: Welche Lasten trägt die Industrie 2013?

## Entlastung der Industrie\* im EEG 2014



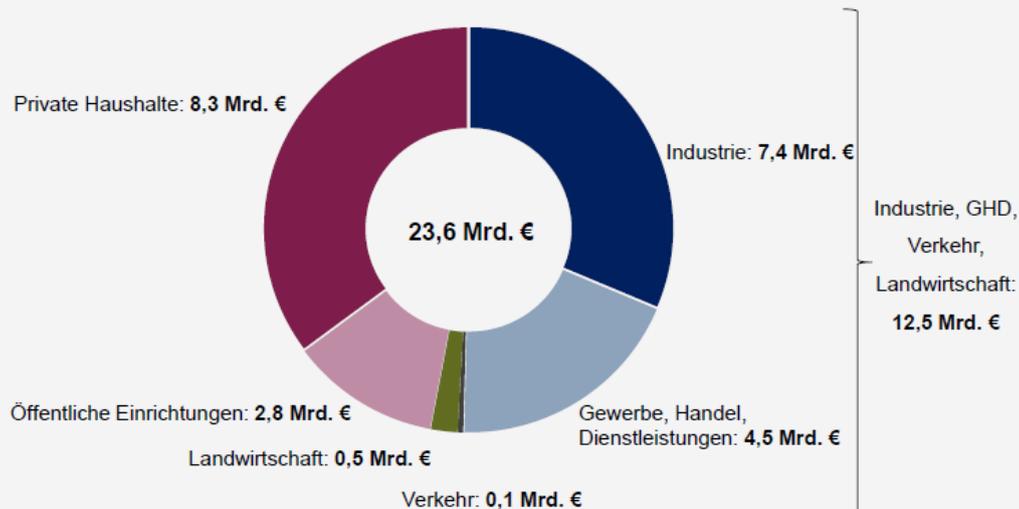
Immer am 15. November müssen die Übertragungsnetzbetreiber einen Blick in die Zukunft werfen und eine Prognose für die EEG-Umlage des übernächsten Jahres erstellen. Laut dieser Prognose liegt die Spannweite 2015 zwischen 5,85 Cent/kWh und 6,86 Cent/kWh. Damit könnte die EEG-Umlage um 0,39 Cent/kWh sinken oder um 0,62 Cent/kWh steigen. In den letzten beiden Jahren lag die Steigerung der EEG-Umlage oberhalb des prognostizierten Rands. Für 2015 sind die Unsicherheiten besonders hoch, da die neue Bundesregierung eine Novelle des EEG in Angriff nehmen will, die dann übernächstes Jahr in Kraft treten soll. Wird die besondere Ausgleichsregel eingeschränkt? Wird EEG-Umlage auf Eigenerzeugung erhoben? Wie werden die Vergütungssätze für die erneuerbaren Energien geändert? Wie entwickeln sich der Börsenstrompreis und der Stromverbrauch? Von Antworten auf diese Fragen hängt die EEG-Umlage 2015 ab. Erweist sich die Prognose der ÜNB als realistisch, wird der Umlagebetrag 2015 zwischen 22 und 25,6 Mrd. Euro betragen.

Abbildung 28: EEG: Welche Gruppe bezahlt was

## Aufkommen der EEG-Umlage 2014: Wer trägt das EEG?



Von den Verbrauchern zu tragende Kosten für das EEG 2014: **23,6 Mrd. €**



Quelle: BDEW

Zugleich müssen die ÜNB eine Mittelfristprognose bis 2018 erstellen. Demnach steigt die eingespeiste Menge an EEG-Strom von 2014 149,2 TWh auf 2018 200,5 TWh. Eine Zunahme um ein gutes Drittel. Zugleich soll die installierte Leistung von 87,1 auf 111,4 GW zunehmen. Der PV-Förderdeckel von 52 GW wird demnach 2018 erreicht. Sollten die Börsenstrompreise nicht überraschend steigen, kennt die EEG-Umlage nach 2015 weiter nur eine Richtung: nach oben. Das Institut der deutschen Wirtschaft prognostiziert einen Anstieg bis 2018 auf bis zu 8,1 Cent/kWh.<sup>51</sup> Die Deutsche Bank Research rechnet bei unveränderter Förderpolitik mit 9 bis 10 Cent/kWh EEG-Umlage im Jahr 2020<sup>52</sup>. Zusammenfassend lässt sich sagen: Die EEG-Umlage wird voraussichtlich erst in den Jahren nach 2020 sinken, wenn teure Anlagen aus der Anfangszeit des Gesetzes aus der Förderung herausfallen.

<sup>51</sup> [Institut der deutschen Wirtschaft Köln \(2013\)](#): Wie viel Markt steckt heute und in Zukunft im Strompreis?

<sup>52</sup> [Deutsche Bank Research \(2013\)](#): Energiewende 2.0: Wettbewerbsfähigkeit nicht gefährden.

### 3.10 Umlage für abschaltbare Lasten

Abschaltbare Lasten sind im Sinne der entsprechenden Verordnung (AbLaV) eine oder mehrere Anlagen zum Verbrauch elektrischer Energie (Verbrauchseinrichtungen), wobei

1. die Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung oder aus einem geschlossenen Verteilernetz mit einer Spannung von mindestens 110 Kilovolt erfolgt und
2. an der Verbrauchseinrichtung die Verbrauchsleistung auf Anforderung der Betreiber von Übertragungsnetzen zuverlässig um eine bestimmte Leistung reduziert werden kann (Abschaltleistung).

Dazu kommen mehrere technische Anforderungen: So muss die abschaltbare Mindestleistung 50 MW betragen. D. h., nur wirklich große Stromverbraucher können an der AbLaV partizipieren. Mit der Verordnung soll sichergestellt werden, dass in Knappheitszeiten rasch große Stromnachfrager vom Netz genommen werden können. Die Maßnahme dient also der Versorgungssicherheit.

Die Bereithaltung der Abschaltleistung und der tatsächliche Abruf dieser Leistung werden vergütet und auf die Endkunden gewälzt. Anders als bei den anderen Strompreisbestandteilen gibt es hier eine einheitliche Umlage für sämtliche kWh. Ab dem 1. Januar 2014 wird die Umlage zum ersten Mal erhoben und beträgt 0,009 Cent/kWh. Darin enthalten ist ein Nachholbetrag für 2013 von 0,002 Cent/kWh. Die Übertragungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass die Umlage ein Volumen von 35 Mio. Euro erreicht. Dazu kommen knapp 12 Mio. Euro für 2013. Rein rechnerisch liegt die maximale Umlage in einem Jahr bei 0,1194 Cent/kWh. Voraussetzung dafür wäre, dass die Obergrenze von 3.000 MW Abschaltleistung kontrahiert und für die maximal mögliche Zeit zum Höchstpreis abgerufen wird. Dafür würden theoretisch 348 Mio. Euro fällig.

### 3.11 Stromrechnung eines bayerischen Industrieunternehmens von 2012 bis 2014 mit zwei Abnahmestellen

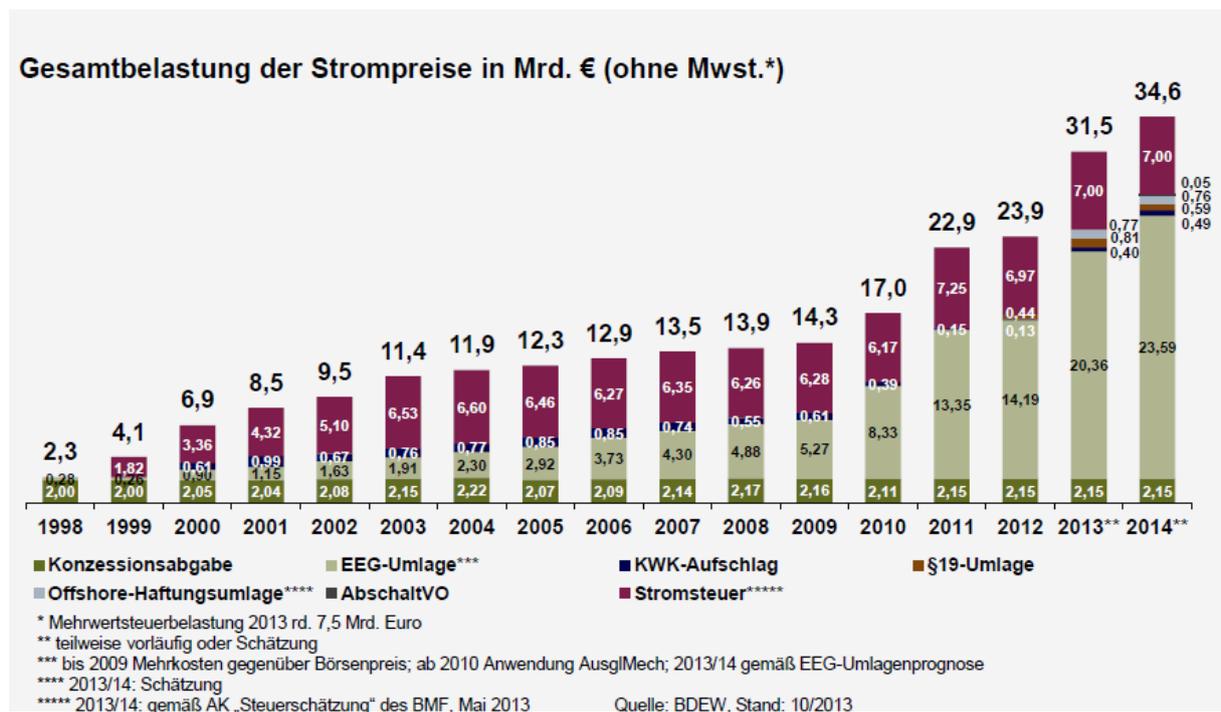
	kWh	2012 cent/kWh	2012 €	2013 cent/kWh	2013 €	2014 Cent/kWh	2014 €	2012/2014 in €	2012/2014 in %
<b>Jahresbezug</b>	2.000.000								
HT	1.000.000	6,8255	68.255	6,451	64.510	5,0917	50.917		
NT	1.000.000	5,1346	51.346	4,8061	48.016	3,5457	35.457		
Summe			<b>119.601</b>		<b>112.571</b>		<b>86.374</b>	-33.227	<b>-27,8%</b>
<b>Stromsteuer</b> (ermäßigter Satz)	2.000.000	1,537	<b>30.740</b>	1,537	<b>30.740</b>	1,537	<b>30.740</b>	0	0%
<b>Konzessionsabgabe</b>	2.000.000	0,11	<b>2.200</b>	0,11	<b>2.200</b>	0,11	<b>2.200</b>	0	0%
<b>Netzentgelte</b>	2.000.000	3,3124	<b>66.248</b>	3,9876	<b>79.752</b>	5,025	<b>100.500</b>	34.252	<b>65,9%</b>
<b>EEG-Umlage</b>	2.000.000	3,592	<b>71.840</b>	5,277	<b>105.540</b>	6,24	<b>124.800</b>	52.960	<b>73,7%</b>
<b>KWK-Umlage</b>	200.000	0,002	4	0,126	252	0,178	356		
	1.800.000	0,05	900	0,06	1.080	0,055	990		
Summe			<b>904</b>		<b>1.332</b>		<b>1.346</b>	442	<b>48,9%</b>
<b>§ 19-Umlage</b>	200.000	0,151	302	0,329	658	0,092	184		
	1.800.000	0,05	900	0,05	900	0,482	8.676		
Summe			<b>1.202</b>		<b>1.558</b>		<b>8.860</b>	7.658	<b>637%</b>
<b>Offshore-Haftungsumlage</b>	2.000.000	-	-	0,25	<b>5.000</b>	0,25	<b>5.000</b>	5.000	-
<b>Umlage abschaltbare Lasten</b>	2.000.000	-	-	-	-	0,009	<b>180</b>	180	-
<b>Gesamtsumme</b>	<b>2.000.000</b>	<b>0,146</b>	<b>292.735</b>	<b>0,169</b>	<b>337.193</b>	<b>0,178</b>	<b>360.000</b>	<b>67.265</b>	<b>+22,9%</b>

#### 4 Kostenbelastung durch Steuern, staatliche Abgaben und Klimaschutzinstrumente

Die staatlich verursachten Kostenbelastungen sind in den letzten Jahren steil. Sie summieren sich 2014 auf fast 35 Mrd. Euro. 1998 waren es erst 2,3 Mrd. Dazu kommen noch die schwankenden Belastungen aus dem Emissionshandel: Fossile Kraftwerke müssen für ihren gesamten CO<sub>2</sub>-Ausstoß Emissionszertifikate kaufen. Die entstehenden Kosten dafür sind zwar kein direkt sichtbarer Bestandteil des Strompreises, summieren sich bei einer Strompreisbelastung von ca. 7 Euro/MWh auf insgesamt vier Milliarden Euro. 2014 liegt die Belastung der Strompreise dann faktisch bei über 35 Mrd. Euro.

Abbildung 29: Entwicklung der Steuern und Abgaben seit 1998

### Gesamtbelastung durch Steuern und Abgaben **bdew** Energie. Wasser. Leben.



Quelle: BDEW.

Die Kosten für die einzelnen Strompreisbestandteile werden sich nach Einschätzung des DIHK wie folgt entwickeln:

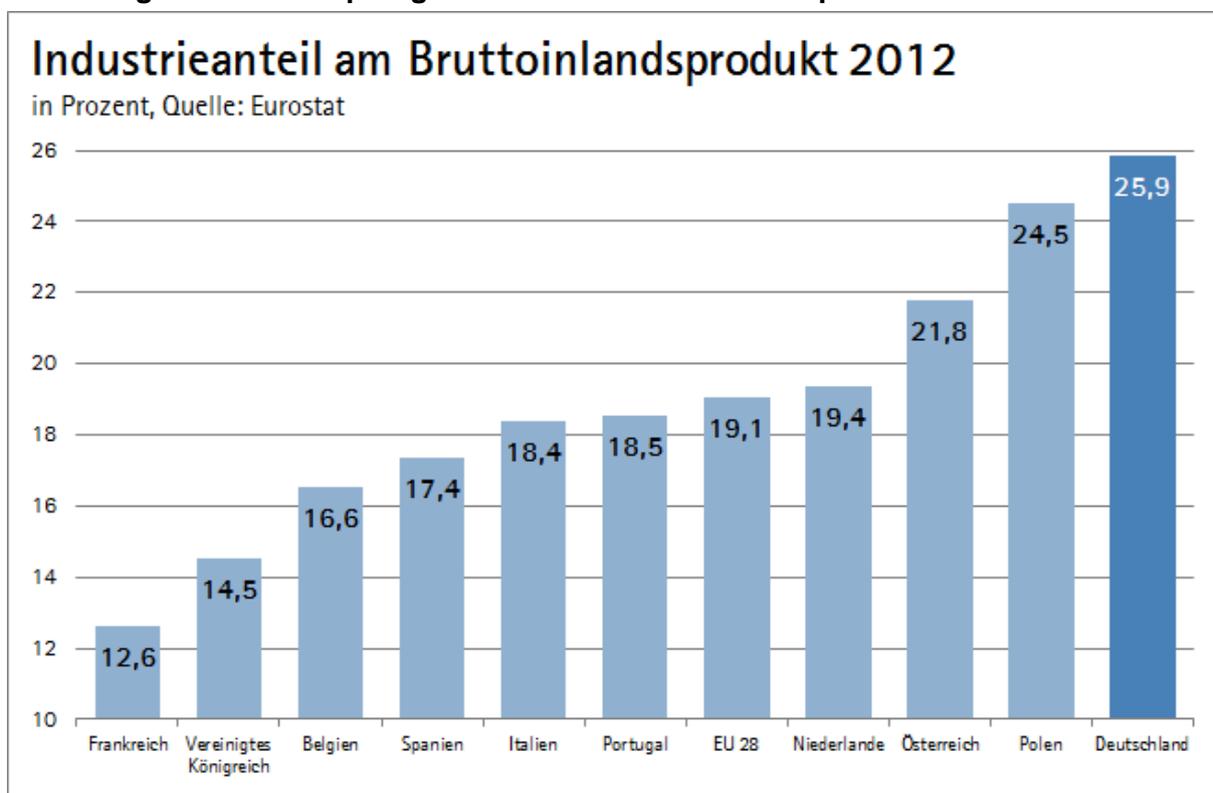
	Börsenstrompreis Erzeugung/Vertrieb	EEG-Umlage	Netzentgelte	§ 19-Umlage (Netzentgeltbefreiung)	KWK-Aufschlag, weitere mögliche Belastungen
<b>Entwicklung bis heute</b>	Nach dem Abbau des Fukushima-Effekts liegen die Preise an der Börse auf niedrigem Niveau	Anstieg der Umlage von 1,13 Cent/kWh 2009 auf 6,24 Cent 2014	Sind in vielen Netzgebieten in den vergangenen beiden Jahren gestiegen	Belastet Strompreis für erste 1.000.000 kWh mit 0,092 Cent/kWh	KWK-Aufschlag ist in den vergangenen beiden Jahren gestiegen. Offshore-Haftungsumlage neu hinzugekommen
<b>Ausblick: Risiko, Chance</b>	<p>Erneuerbare Energien steigern Angebot und senken Börsenpreis, daher tendenziell weiter niedrige Preise</p> <p>Risiko: Ölkrisen würden auch den Strompreis nach oben treiben</p> <p>Risiko: Verknappung konventioneller Erzeugungskapazitäten</p> <p>Risiko: Verknappung der CO<sub>2</sub>-Zertifikate durch Backloading<sup>53</sup></p> <p>Chance: Ausdehnung verfügbarer EU-Erzeugungskapazitäten durch Grenzkuppelstellen</p> <p>Chance: Schiefergasrevolution in USA könnte Gaspreise weltweit senken</p>	<p>Risiko: 2014 steigt EEG-Umlage auf 6,24 Cent/kWh</p> <p>Risiko: In den kommenden Jahren ist mit weiteren Anstiegen durch EE-Ausbau zu rechnen. Bis 2018 soll die vergütete Strommenge um ein Drittel im Vergleich zu 2014 wachsen.</p>	<p>Risiko: Netzausbau und Sondereffekte (z. B. Kaltreserve) werden die Netzentgelte absehbar steigen lassen</p> <p>Risiko: Bundesnetzagentur geht von einem Anstieg für die Industrie bis 2020 von 34 bis 54 Prozent aus.</p> <p>Risiko: Mittelstand finanziert Modernisierung der Verteilnetze mit (Kosten momentan noch unklar)</p>	<p>Risiko für nicht Befreite: Umlage könnte nach dem deutlichen Rückgang 2014 in den kommenden Jahren wieder steigen.</p>	<p>Risiko: KWK-Aufschlag steigt aufgrund höherer Vergütungen auf 0,22 Cent/kWh an</p> <p>Risiko: Neu eingeführte Umlage für abschaltbare Lasten könnte auf bis zu 0,11 Cent/kWh steigen.</p> <p>In Diskussion: Einführung von Kapazitätsprämien würde weitere Belastungen in Milliardenhöhe bedeuten</p>

<sup>53</sup> Zum Thema set-aside und backloading s. [DIHK-Faktenpapier Emissionshandel](#).

## 5 Europäische und internationale Strompreise und die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft

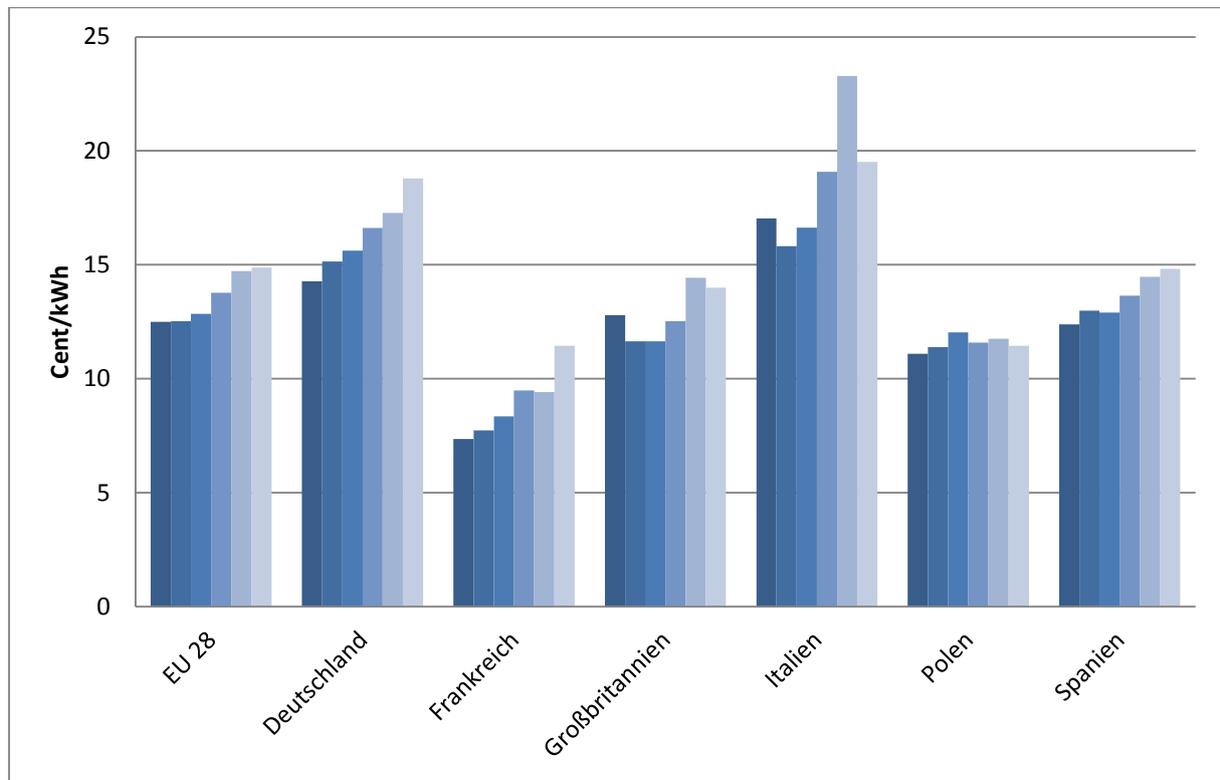
Die deutsche Wirtschaft ist nicht zuletzt dank ihrer starken industriellen Basis wieder schnell aus der Wirtschaftskrise von 2009 herausgekommen. Das produzierende Gewerbe trägt in Deutschland fast ein Viertel zur Wirtschaftsleistung bei und nimmt damit im europäischen Vergleich eine führende Stellung ein. Der hohe Industrieanteil zeigt sich in vielfältigen Produkten „made in Germany“, die weltweit nachgefragt werden.

**Abbildung 30: Wertschöpfungsanteil der Industrie in Europa**



Fast 7 Mio. Menschen gehen in Deutschland einer Beschäftigung im verarbeitenden Gewerbe nach. Die Zahl der durch die Industrie geschaffenen Arbeitsplätze liegt noch höher, weil der industrielle Kern Basis für viele Arbeitsplätze im Dienstleistungsbereich ist. Das Zusammenspiel zwischen Industrie und industrienahen Dienstleistern ist eine wichtige Voraussetzung für Innovation, Wachstum und Beschäftigung. 90 Prozent der nationalen Forschungs- und Entwicklungsausgaben gehen auf das Konto der Wirtschaft. Der Wirtschaftsstandort Deutschland profitiert davon, dass anders als etwa in Großbritannien nach wie vor die gesamte Wertschöpfungskette industrieller Fertigung hier ansässig ist. Der mit der Energiewende verbundene Umbau der Energieversorgung ist auf Produkte der Grundstoffindustrie angewiesen: Denn ohne Stahl und Kupfer dreht sich kein Windrad und fließt kein Strom.

**Abbildung 31: Industriestrompreisvergleich 2008 bis 2013 Abnahmefall 0,5 bis 2 GWh/a**



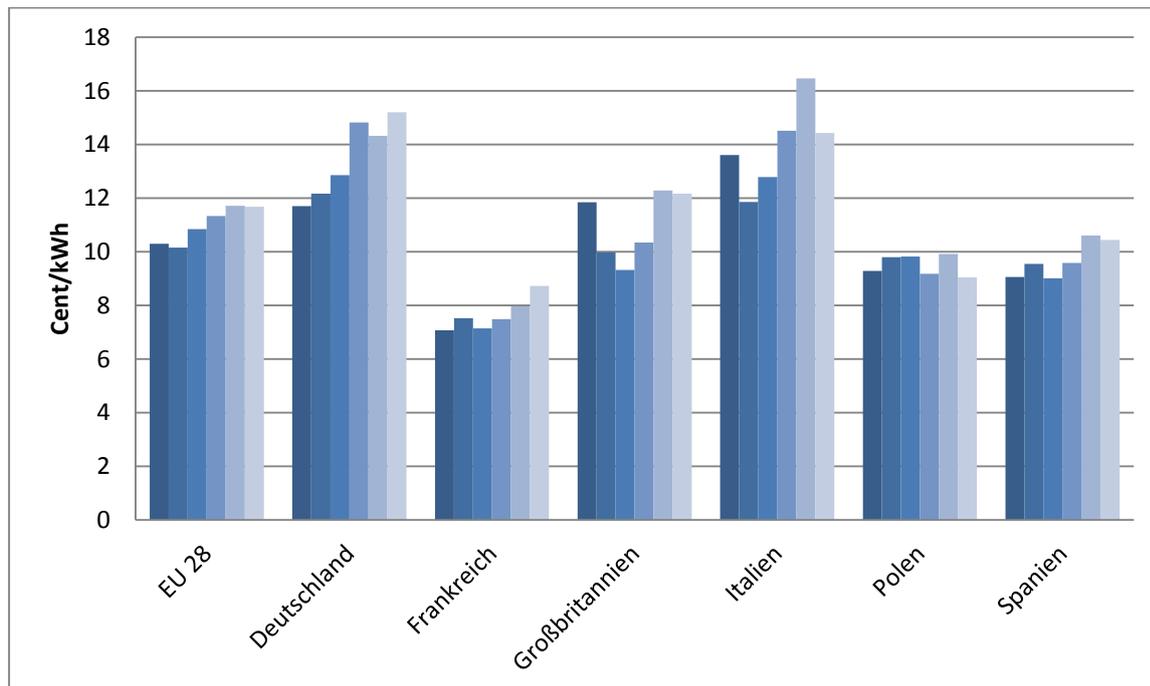
Quelle: Eigene Darstellung inklusive Steuern und Abgaben, Zahlen von Eurostat. Abweichungen zu Abbildung 4 ergeben sich aufgrund unterschiedlicher Abnahmefälle.

Die EU Kommission hat kürzlich festgestellt, „rising energy prices are a major political concern. They (...) affect Europe’s global competitiveness“<sup>54</sup> Industriestrompreise sind seit 2008 jährlich um 3,5 Prozent gestiegen und damit in vielen Mitgliedstaaten stärker als die Inflation. Umso mehr gilt das für Deutschland, denn die deutschen Industriestrompreise gehören in allen Verbrauchsklassen mit den italienischen zu den höchsten in Europa.

Gegenüber dem niedrigsten Vergleichswert (Frankreich) zahlen deutsche Betriebe etwa 40 Prozent mehr. Dies hängt zwar auch mit Unterschieden bei der Strombeschaffung zusammen – so ist die Kilowattstunden hierzulande rund 10 Prozent teurer – ist aber vor allem auf die deutlich geringeren staatlichen Belastungen in unserem Nachbarland zurückzuführen. Dies geht zu Lasten der Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Betriebe.

<sup>54</sup> EU Kommission 2014: Communication from the European Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Energy prices and costs in Europe.

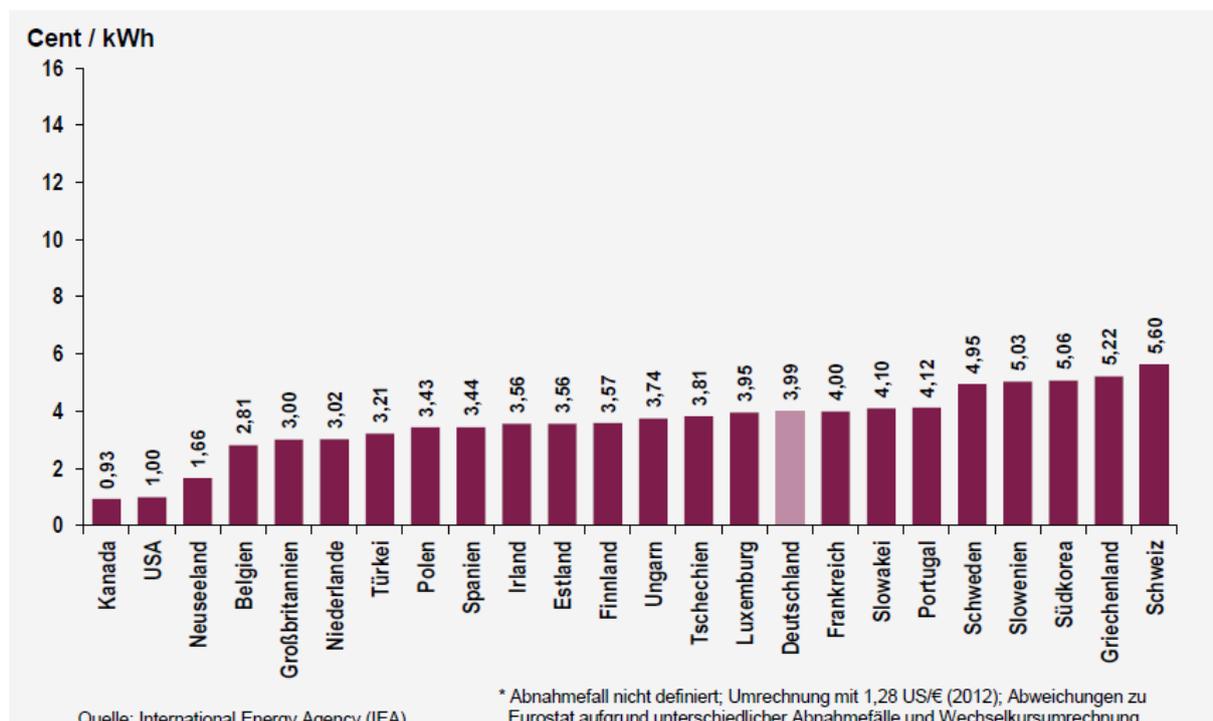
**Abbildung 32: Industriestrompreisvergleich 2008 bis 2013 Abnahmefall 20 bis 70 GWh**



Quelle: Eigene Darstellung inklusive Steuern und Abgaben, Zahlen von Eurostat. Abweichungen zu Abbildung 4 ergeben sich aufgrund unterschiedlicher Abnahmefälle-

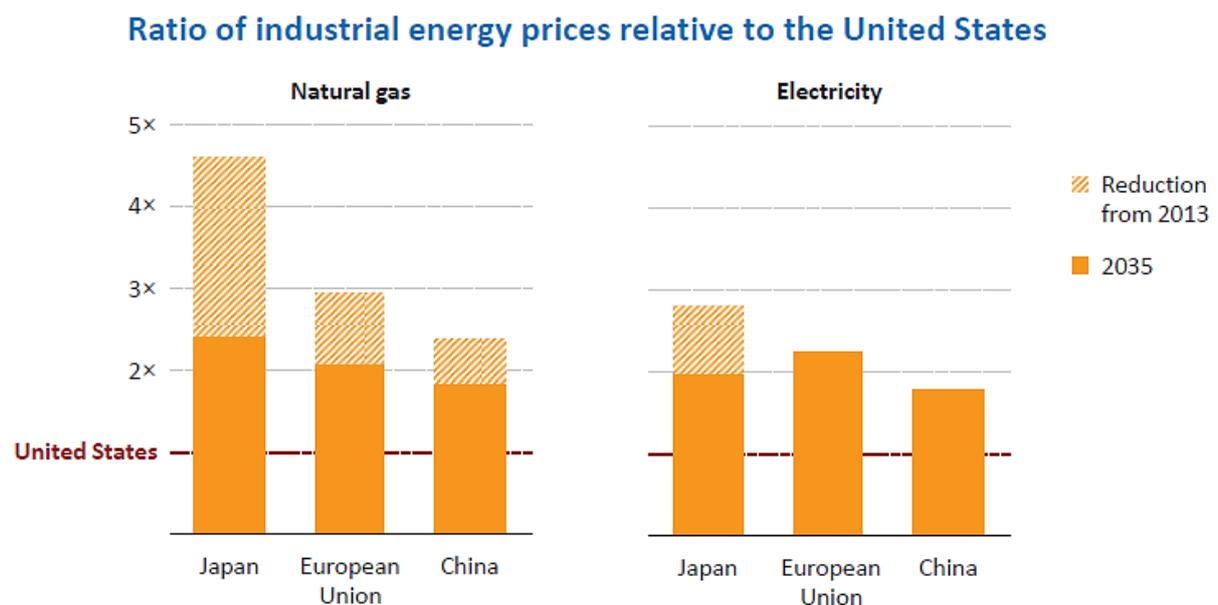
**Abbildung 33: Gaspreisvergleich Industrie 2012**

## Internationale Gaspreise weltweit 2012 Industrie\*



In den USA lagen die Gaspreise aufgrund der massenhaften Nutzung unkonventionellen Erdgases um fast drei Viertel unter den deutschen. Da Gas auch einen großen Anteil an der Stromerzeugung in den USA hat, sind dort die Preise für Industriestrom um weit über 50 Prozent unter den deutschen Preisen und rund 50 Prozent unter den durchschnittlichen EU-Preisen. Aber auch gegenüber Japan und China haben die Vereinigten Staaten einen erheblichen Stromkostenvorteil.<sup>55</sup> Interessanter Weise liegen die Großhandelspreise für Strom in den USA und der EU etwa auf einem Niveau. Der Unterschied erklärt sich durch höhere Belastungen aus den staatlich verursachten Strompreiskomponenten. Endkundenpreise für die Industrie sind im EU-Schnitt etwa 20 Prozent geringer als in Japan und 20 Prozent teurer als in China. Wenngleich die Versorgungssicherheit in der Regel in der EU höher ist als in den genannten Staaten.<sup>56</sup>

**Abbildung 34: Vergleich Industriestrompreise**



Quelle: IEA: World Energy Outlook 2013.

Gleichzeitig sind Stromkosten wegen der fortschreitenden Automatisierung der Produktion für die Industrie ein wachsender Faktor für Standortentscheidungen. Aufgrund der Nachteile im internationalen und europäischen Strompreisvergleich und der Bedeutung energieintensiver Industrie für den Wirtschaftsstandort Deutschland sind Ausnahmetatbestände für Branchen notwendig, die im internationalen Standortwettbewerb stehen und damit von Verlagerung bedroht sind. Dies gilt im Übrigen nicht nur für produzierende Unternehmen.

<sup>55</sup> World Energy Outlook 2013.

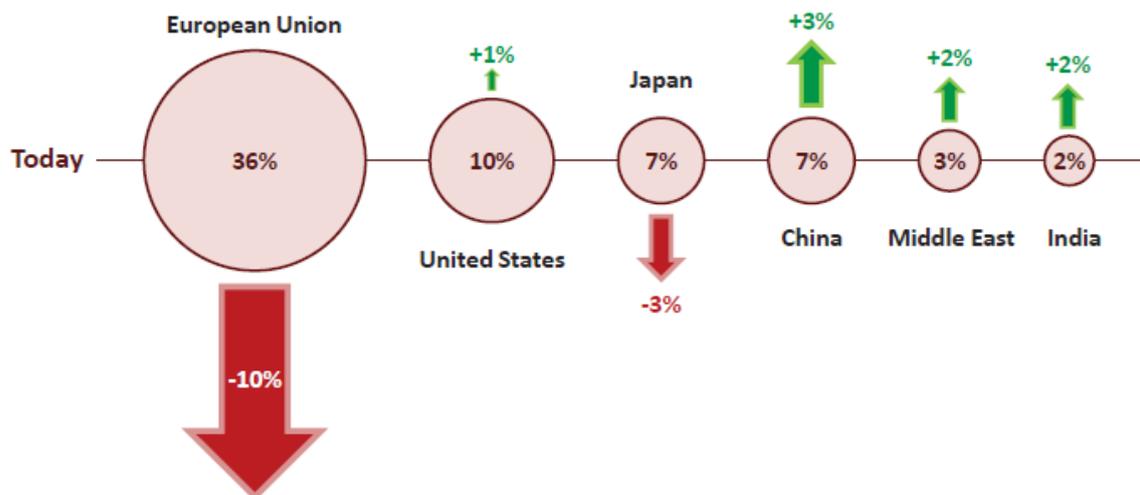
<sup>56</sup> EU Kommission 2014: Communication from the European Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Energy prices and costs in Europe.

In den Jahren bis 2020 werden die Strompreise steigen, weil der Ausbau der erneuerbaren Energien und der Netze Geld kostet und möglicherweise künftig das Vorhalten von Kraftwerksleistung honoriert wird. Dies führt dazu, dass Deutschland nach Prognosen der Internationalen Energieagentur bis 2035 mit einem Strompreinsnachteil zurechtkommen muss, der sich nicht verringert. Sollten die Strompreise der energieintensiven Industrie ebenfalls trotz Sonder- und Ausnahmeregeln ebenfalls soweit auseinander klaffen, könnte es eine Deindustrialisierung in Europa und insbesondere in Deutschland geben.

2012 lag der Strom- und Gaspreisvorteil der US-Industrie gegenüber Europa bei 130 Mrd. Dollar. Die Importrechnung der Vereinigten Staaten für Energierohstoffe ist seit 2008 um 40 Prozent gesunken. Die internationale Energieagentur geht davon aus, dass Europa bis 2035 trotz sinkender Nachteile beim Gaspreis zehn Prozentpunkte an der globalen Herstellung energieintensiver Güter verliert. Energiepreisunterschiede werden für Standortentscheidungen und die internationale Wettbewerbsfähigkeit immer wichtiger, weil auch außereuropäische energieintensive Industrien das Thema Energieeffizienz entdeckt haben, so dass der Energieeinsatz je Produktionseinheit sich dem europäischen Standard annähert.

**Abbildung 35: Vergleich Industriestrompreise**

**Share of global export market for energy-intensive goods**



Quelle: IEA: World Energy Outlook 2013.

## 6 Was sollte der Staat tun?

Die staatlich verursachten Belastungen haben im vergangenen Jahrzehnt die Strompreise deutlich steigen lassen. Die Schmerzgrenze bei den Strompreisen ist für viele Unternehmen und Bürger erreicht oder bereits überschritten. Die staatlich verursachte Gesamtbelastung muss dringend gedämpft werden. Daher ist es naheliegend, dass die öffentliche Hand Maßnahmen ergreift, um weitere Anstiege zu verhindern. Folgende Maßnahmen sind aus Sicht des DIHK sinnvoll:<sup>57</sup>

- **Vollendung des europäischen Strombinnenmarkts:**

Durch den Ausbau der Grenzkuppelstellen und eine Ausweitung der Marktkopplung mit anderen Märkten steigt die Intensität des Erzeugungswettbewerbs. Dadurch ist eine preisdämpfende Wirkung bei den Börsenstrompreisen zu erwarten. Nach Schätzungen der EU-Kommission belastet der unvollendete Binnenmarkt die Verbraucher derzeit mit 13 Mrd. Euro pro Jahr.

- **Erneuerbare Energien in den Wettbewerb entlassen:**

Bis 2020 sollte die Förderung erneuerbarer Energien stufenweise auslaufen. Mit einem Anteil von dann 35 Prozent an der Stromversorgung sind sie den Kinderschuhen längst entwachsen. Um bis dahin einen möglichst kosteneffizienten Ausbau zu gewährleisten, sollte die künftige Förderung von neuen EE-Anlagen die Erzeuger zu nachfragegerechtem Verhalten anreizen und die Übernahme von Systemverantwortung vorsehen. Der DIHK empfiehlt, dafür schnellstmöglich eine verpflichtende Direktvermarktung einzuführen und die Förderung auf eine im Vorhinein festgelegte Marktprämie in Form eines Zuschlags pro eingespeister kWh umzustellen. Klar ist: Die bereits aus den letzten Jahren aufgelaufenen Belastungen aus dem EEG entfallen dadurch nicht.

- **Stromsteuer deutlich senken:**

Das Nebeneinander von CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikatehandel, Erneuerbare-Energien-Gesetz, Energieeffizienzvorgaben, Energiesteuern und andere Abgaben sowie Subventionen belasten die deutsche Wirtschaft. Dies führt dazu, dass Energie unnötig verteuert wird, ohne dass Klimaschutz kostengünstig erreicht werden kann. So werden den Unternehmen Mittel für Investitionen entzogen – auch und gerade für Energieeffizienzmaßnahmen. Insbesondere die Stromsteuer sollte auf den Prüfstand: Sie wurde eingeführt, um eine ökologische Lenkungswirkung hin zu einem geringeren Stromeinsatz zu erzielen. Aus energiepolitischer Sicht ist sie obsolet, weil die Strompreise seit ihrer Einführung massiv gestiegen sind und sie damit keine lenkende Funktion mehr hat. Zwischen den derzeitigen Steuersätzen und dem europäischen Mindestmaß von 0,05 Cent/kWh gibt es Spiel-

---

<sup>57</sup> [Zur energiepolitischen Positionierung des DIHK.](#)

raum für eine deutliche Absenkung. Dadurch könnten bei Unternehmen und öffentlicher Hand auch erhebliche Bürokratiekosten eingespart werden, weil der Aufwand für die Nachweiserbringung wegfiele.

- **Keine neuen Umlagen einführen, keine Verschiebung von Kosten in Netzentgelte:**

Mit der Umlage der Vergütung abschaltbarer Lasten wird bereits die siebte für die Höhe des Strompreises relevante Komponente eingeführt. Mit jeder weiteren Umlage werden nicht nur Kosten auf Wirtschaft und Verbraucher gewälzt, es steigen zudem die Bürokratiekosten bei den Energieversorgern mit der Folge zusätzlicher Belastungen für den Strompreis. Gleichzeitig besteht die Tendenz, immer mehr Kosten in die Netzentgelte zu schieben und diese dadurch zu verschleiern. Das gilt für die Kosten der Kaltreserve genauso wie für Nachrüstung der PV-Anlagen, um ihre Frequenztoleranz zu erhöhen (Lösung des sog. 50,2 Hertz-Problems). Die Kosten für die Energieversorgung sollten transparent sein. Gleichzeitig muss darauf geachtet werden, dass die regional unterschiedlich anfallenden Kosten für den im Rahmen der „Energiewende“ notwendigen Infrastrukturausbau und das nachfolgende Netzmanagement nicht zu regionalen Standortnachteilen führen.

- **Sonderregelungen für Unternehmen im internationalen Wettbewerb sind notwendig:**

Der Wirtschaftsstandort Deutschland profitiert davon, dass die ganze Bandbreite industrieller Wertschöpfung vorhanden ist (sog. Langen Wertschöpfungsketten). So lange in Deutschland die Strompreise höher sind als im Ausland, sind Ausnahmeregelungen notwendig. Welche Ausnahmen in welchem Umfang mit welchen Schwellenwerten gewährt werden, ist Sache der Politik. Sicherlich richtig ist die Feststellung des Forums für ökologisch-soziale Marktwirtschaft: „Die aktuellen Ausnahmeregelungen lassen sich zusammenfassend als sehr komplex, administrativ aufwändig und inkonsistent bezeichnen, (...)“.<sup>58</sup> Eine gewisse Harmonisierung der Regelungen würde die Bürokratiekosten für Unternehmen und Energieversorger senken. Die Sonderregelungen sind so auszugestalten, dass Härtefälle, insbesondere im Mittelstand, vermieden werden.

---

<sup>58</sup> Forum Ökologisch-soziale Marktwirtschaft (2012): Strom- und Energiekosten der Industrie.

## **7 Was können Unternehmen tun?**

Für die Unternehmen gibt es zwei Stellgrößen, um ihre Stromkosten zu beeinflussen: Sie entstehen aus der einfachen Gleichung Preis mal Bezugsmenge. Sofern Unternehmen nicht direkt an der Börse beschaffen, müssen sie mit einem Aufschlag für den Vertrieb rechnen. Je größer die Marktmacht des Nachfragers, desto geringer die Strompreise. Eine Möglichkeit zur Verbesserung der eigenen Position können Einkaufsgemeinschaften sein. Eine regelmäßige Überprüfung des eigenen Versorgungstarifs und der Angebote am Strommarkt lohnt sich daher in jedem Fall.

Wichtigere Stellschraube ist die Menge. Durch Effizienz- und Einsparmaßnahmen lassen sich die Energiekosten erheblich reduzieren. Auf die Unternehmen kommen mit dem Spitzenausgleich bei der Stromsteuer und der Umsetzung der neuen EU-Energieeffizienz-Richtlinie in deutsches Recht gesetzliche Anforderungen zur Steigerung ihrer Effizienz zu. Des Weiteren soll die Energieeffizienz nach dem Energiekonzept der Bundesregierung jedes Jahr um 2,1 Prozent steigen und damit deutlich mehr als bislang (ca. 1 Prozent). Daher sind die Unternehmen sowieso gefordert, Strategien zu entwickeln, um Energie effizienter einzusetzen.

Allerdings funktioniert die Gleichung nicht so, dass sich die Stromkosten bei einem um die Hälfte geringeren Strombezug auch tatsächlich halbieren. Das hängt mit den staatlich verursachten Aufschlägen auf den Strompreis zusammen, die dann auf weniger Kilowattstunden verteilt werden müssen (Ausnahme Stromsteuer). Gleiches gilt für die Netzentgelte, weil darüber die Infrastruktur mit ihrem hohen Fixkostenanteil bezahlt werden muss. Die monetären Einsparungen fallen daher geringer aus.

Soweit Potenziale zur Steigerung der Energieeffizienz trotz kurzer Amortisationsfristen nicht genutzt werden, liegt dies an bestehenden Informationsbarrieren oder rechtlichen Investitionshemmnissen sowie fehlendem Kapital. Die IHK-Organisation hat mit der Bundesregierung und dem Zentralverband des Deutschen Handwerks (ZDH) die Mittelstandsinitiative Energiewende<sup>59</sup> ins Leben gerufen, um die wirtschaftlichen Potenziale einer Effizienzsteigerung noch besser zu erschließen. Die Mittelstandsinitiative baut auf der seit 2009 geschlossenen Partnerschaft für Klimaschutz, Energieeffizienz und Innovation auf. Diese setzte auf

---

<sup>59</sup> <http://www.mittelstand-energiewende.de/>

Information im Rahmen von Betriebsbesuchen und Veranstaltungen sowie auf Qualifizierung zum Energiemanager/Energiebeauftragten<sup>60</sup>.

Eine interessante und in der Praxis zunehmend genutzte Möglichkeit ist auch die Eigenerzeugung von Strom. Dieser ist – sofern er selbst verbraucht wird und nicht in oder über öffentliche Netze eingespeist wird – von allen staatlich verursachten Belastungen und den Netzentgelten freigestellt<sup>61</sup>. D. h., Strom steht zu reinen Erzeugungskosten und den vergleichsweise geringen Netzkosten zur Verfügung, wenn er auf dem Werksgelände oder in einem räumlichen Zusammenhang erzeugt wird. Der räumliche Zusammenhang ist nicht gesetzlich geregelt und hängt insbesondere von der Anlagengröße ab. Er kann sich durchaus über einige Kilometer erstrecken. Mit einer teilweisen Eigenerzeugung sind die Unternehmen besser gegen zu erwartende steigende Strompreise gewappnet. Zudem wird der Einsatz erneuerbarer Energien durch immer weiter fallende Kosten für Wind-, PV- und Biomasseanlagen zunehmend interessant. Mit der Novelle des KWK-Gesetzes im Frühsommer 2012 wurden auch für diese Technologie weitere Anreize gesetzt. Zu beachten ist: Wird selbst erzeugter Strom auch an andere Unternehmen z.B. in einem Gewerbegebiet geliefert, fallen dafür wiederum EEG-Umlage und Stromsteuer an.<sup>62</sup> Die in der Bildung begriffene große Koalition hat angekündigt, bei den Netzentgelten neben dem Arbeitspreis eine Anschlusskomponente einzuführen. Zudem soll auch auf neue Eigenerzeugungsanlagen eine EEG-Mindestumlage erhoben werden. Unternehmen, die in Eigenerzeugung investieren wollen, sollten also rasch ihre Projekte umsetzen, um vom Bestandsschutz zu profitieren.

Durch Eigenerzeugung können auch Lastspitzen geglättet und so die Strombezugskosten vom Lieferanten gesenkt werden, weil das Unternehmen z. B. nicht mehr in das Hochlastfenster des Netzbetreibers fällt und dadurch in den Genuss eines verringerten Netzentgeltes kommen kann (s. Punkt 3.4). Unternehmen kennen ihren Strom- und Wärmebedarf und können dadurch Eigenerzeugung optimieren.

Lastmanagement in Unternehmen wird generell bei mit zunehmenden Anteilen schwankender Einspeisung von Wind- und Sonnenstrom immer interessanter. Die Senkung der Spitzelast oder die Abflachung von Rampen im Lastprofil können monetäre Vorteile mit sich bringen. Werden z. B. Müllpressen nicht gleichzeitig, sondern nacheinander angefahren, sinkt

---

<sup>60</sup> Weitere Informationen unter <http://klimaschutz.ihk.de/>

<sup>61</sup> Für erneuerbare Energien gilt dies grundsätzlich, bei konventionellen Anlagen nur bis zu einer Nennleistung von 2 MW.

<sup>62</sup> Ausführlich zu den rechtlichen Grundlagen der Eigenstromerzeugung vgl. z.B. Liebheit/Kachel (2012): Strom- und Eigenversorgung unter Berücksichtigung des EEG. In: VIK Mitteilungen 5/2012. S. 21-23.

die Bezugsspitze deutlich. Gleiches gilt, wenn Hotels die Kühlung ihrer Tiefkühltruhen dann kurzfristig aussetzen, wenn die Hotelgäste typischerweise ihren Föhn einschalten. Durch solche Maßnahmen lassen sich bessere Konditionen mit dem Energieversorger aushandeln. Auch die Teilnahme am Regelenergiemarkt über die Bereitstellung positiver oder negativer Ausgleichsleistung kann für Unternehmen ein Anreiz sein, sich mit dem Thema Lastmanagement auseinanderzusetzen. Die Deutsche Energieagentur (Dena) hat einen Leitfaden über die Potenziale erarbeitet.<sup>63</sup> Nach Angaben der Dena sind für Unternehmen durch die Teilnahme am Regelenergiemarkt folgende Erlöse möglich:

**Abbildung 36: Verdienstmöglichkeiten durch Teilnahme am Regelenergiemarkt**

Verfügbarkeit Schalthäufigkeit	Art	Leistung	Erlöse/Jahr
Geringe Verfügbarkeit, wenige Schaltungen im Jahr  (Beispiel: 33% verfügbar, Abruf 30 h/a, Schaltdauer 30 min)	Last zuschalten	500 kW	5.000 – 40.000 €
	Last abschalten	500 kW	4.000 – 10.000 €
Hohe Verfügbarkeit, viele Schaltungen im Jahr  (Beispiel: 100% verfügbar, Abruf 200 h/a, Schaltdauer 1h)	Last zuschalten	500 kW	15.000 – 80.000 €
	Last abschalten	500 kW	10.000 – 25.000 €

Quelle: Dena: Handbuch Lastmanagement.

Bei Zwischenschaltung eines Dienstleisters reduzieren sich die Erlöse um ca. die Hälfte. Mit dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien ist von einem wachsenden Bedarf an Regelenergie und Flexibilität der Nachfrage generell auszugehen. Zeiten mit hohen Stromüberschüssen und damit niedrigen oder sogar negativen Börsenpreisen werden sich mit Zeiten mit Stromknappheiten und damit hohen Börsenpreisen abwechseln – je nachdem ob der Wind weht und/oder die Sonne scheint. Wer künftig flexibel sein Nachfrageverhalten an das schwankende Stromangebot anpassen kann, kann mit geringeren Strombezugskosten rechnen. Nach Angaben des VIK beträgt das Speicher- und Lastverschiebepotenzial allein in der energieintensiven Industrie 77 GWh und ist damit fast doppelt so hoch wie bei Pumpspeichern (40 GWh)<sup>64</sup>.

<sup>63</sup> [Handbuch Lastmanagement der Dena.](#)

<sup>64</sup> [VIK Pressemitteilung.](#)

## Anhang

Die folgenden Aufstellungen wurden von der IHK Schwaben erstellt. Sie finden sie auch auf [www.schwaben.ihk.de](http://www.schwaben.ihk.de) unter der Dok.-Nr. 210843. Dort kommen Sie direkt auf die Links und Downloads, auf welche in den Tabellen verwiesen wird. Bitte beachten Sie: Wir wollen Ihnen eine nach bestem Wissen und Gewissen erstellte Hilfestellung geben, ohne Anspruch auf rechtliche Sicherheit und Vollständigkeit. Bitte erkundigen Sie sich im konkreten Fall Ihres Unternehmens bei der entsprechend genannten Stelle (Hauptzollamt, BAFA, Bundesnetzagentur) oder Ihrem Stromversorger.

Stromsteuer	
Höhe:	20,50 EUR/MWh für Strom
<b><u>Steuerentlastung nach § 9a StromStG</u></b>	Begünstigte Prozesse <ul style="list-style-type: none"> <li>• die Elektrolyse,</li> <li>• die Herstellung von Glas und Glaswaren, keramischen Erzeugnissen, keramischen Wand- und Bodenfliesen und -platten, Ziegeln und sonstiger Baukeramik, Zement, Kalk und gebranntem Gips, Erzeugnissen aus Beton, Zement und Gips, keramisch gebundenen Schleifkörpern, mineralischen Isoliermaterialien, Asphalt, Waren aus Graphit oder anderen Kohlenstoffen, Erzeugnissen aus Porenbetonerzeugnissen und mineralischen Düngemitteln zum <u>Trocknen, Brennen, Schmelzen, Erwärmen, Warmhalten, Entspannen, Tempern oder Sintern</u> der vorgenannten Erzeugnisse oder der zu ihrer Herstellung verwendeten Vorprodukte,</li> <li>• die Metallerzeugung und -bearbeitung sowie im Rahmen der Herstellung von Metallerzeugnissen für die Herstellung von Schmiede-, Press-, Zieh- und Stanzteilen, gewalzten Ringen und pulvermetallurgischen Erzeugnissen und zur Oberflächenveredlung und Wärmebehandlung jeweils zum Schmelzen, Erwärmen, Warmhalten, Entspannen oder sonstigen Wärmebehandlung oder</li> <li>• chemische Reduktionsverfahren</li> </ul>
Auflagen	Unternehmen des produzierenden Gewerbes
Höhe der Vergünstigung	Entlastungssatz: 20,50 EUR/MWh (volle Entlastung)
Antragstellung und Termin	Hauptzollamt mit Formular 1452 spätestens bis 31.12. für Vorjahr
<b><u>Steuerentlastung nach § 9b StromStG</u></b>	
Auflagen	Unternehmen des produzierenden Gewerbes
Höhe der Vergünstigung	Entlastungssatz: 5,13 EUR/MWh
Voraussetzung	Steuerentlastung übersteigt 250.- EUR Stromverbrauch mit Entlastung nach § 9a ist abgezogen
Antragstellung und Termin	Hauptzollamt Formular 1453 spätestens bis 31.12. für Vorjahr
Hilfestellung im Download	Link zu Formularcenter der Zollverwaltung, Link zu Info Zollamt zu § 9b

<b><u>Steuerentlastung nach § 10 StromStG</u></b>	„Spitzenausgleich“
Auflagen	Unternehmen des produzierenden Gewerbes Für Entlastung 2013: Nachweis Beginn eines Energiemanagementsystems (z.B. ISO 50001) bei KMU (unter 250 MA und unter 50 Mio Umsatz) Energieaudit DIN16247 oder alternatives System
Höhe der Vergünstigung	Strommenge nach § 9b abzgl. 1.000.-EUR Minderungsbetrag (§10 Abs.1 StromStG) abzgl. mögliche Entlastung nach § 9b StromStG abzgl. Unterschiedsbetrag in der Rentenversicherung davon 90 % ist Rückerstattungsfähiger Höchstbetrag
Voraussetzung	Stromsteuer liegt über 1.000.-EUR (Sockelbetrag) Stromverbrauch mit Entlastung nach § 9b ist abgezogen
Antragstellung und Termin	Hauptzollamt mit Formular 1450 spätestens bis 31.12. für Vorjahr

<b>EEG (Erneuerbare Energien Gesetz)</b>											
Besondere Ausgleichsregelung nach § 41 EEG											
Höhe:	2013: 5,277 ct/kWh EEG-Umlage 2014: 6,24 ct/kWh										
Vergünstigung nach §40 und §41 EEG	Für produzierende, stromintensive Unternehmen mit allen drei Bedingungen: 1. Verbrauch über 1 GWh/a und 2. Stromkosten >14 % der Bruttowertschöpfung und 3. Unternehmen steht im internationalen Wettbewerb										
Auflagen	Bei Stromverbrauch >10 GWh/a ist Nachweis für Energiemanagementsystem ISO 50001 nötig										
Höhe der Vergünstigung	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 60%;">Bereich 0-1 GWh</td> <td>keine Vergünstigung, d.h. volle EEG-Umlage</td> </tr> <tr> <td>Bereich 1-10 GWh</td> <td>10 % der EEG-Umlage</td> </tr> <tr> <td>Bereich 10-100 GWh</td> <td>1 % der EEG-Umlage</td> </tr> <tr> <td>Bereich &gt;100 GWh</td> <td>0,05 ct/kWh</td> </tr> <tr> <td colspan="2">Bei Verbrauch &gt;100 GWh und Stromanteil über 20% der Bruttowertschöpfung: generell 0,05 ct/kWh</td> </tr> </table>	Bereich 0-1 GWh	keine Vergünstigung, d.h. volle EEG-Umlage	Bereich 1-10 GWh	10 % der EEG-Umlage	Bereich 10-100 GWh	1 % der EEG-Umlage	Bereich >100 GWh	0,05 ct/kWh	Bei Verbrauch >100 GWh und Stromanteil über 20% der Bruttowertschöpfung: generell 0,05 ct/kWh	
Bereich 0-1 GWh	keine Vergünstigung, d.h. volle EEG-Umlage										
Bereich 1-10 GWh	10 % der EEG-Umlage										
Bereich 10-100 GWh	1 % der EEG-Umlage										
Bereich >100 GWh	0,05 ct/kWh										
Bei Verbrauch >100 GWh und Stromanteil über 20% der Bruttowertschöpfung: generell 0,05 ct/kWh											
Antragstellung und Termin	BAFA bis 30.Juni für das folgende Jahr Beispiel: Antrag bis 30.6.14 für EEG-Umlage 2015, Verbrauchszahlen von 2013										

<b>§ 19 StromNEV (Stromnetzentgeltverordnung)</b>	
Höhe:	<p>2013: 0,329 ct/kWh bis 100.000 kWh/a 0,050 ct/kWh über 100.000 kWh/a</p> <p>2014: 0,092 ct/kWh bis 100.000 kWh 0,482 bis 0,532 ct/kWh über 100.00 kWh 0,05 ct/kWh über 1.000.000 kWh</p>
<b>1. Reduzierte Umlage</b>	0,025 ct/kWh für Anteil über 1.000.000 kWh (2014)
Voraussetzung	Über 1.000.000 kWh/a und Stromkosten größer als 4 % des Jahresumsatzes
Auflagen	Testat eines Wirtschaftsprüfers oder vereidigten Buchprüfers nötig
Antragstellung	Netzbetreiber event. über Stromversorger
<b><u>2. Reduzierung des Netzentgeltes</u></b>	
Voraussetzung	Über 10 GWh/a und hohe Zahl von Benutzungsstunden (Jahresverbrauch geteilt durch max. verwendete Leistung) Beispiel: Verbrauch 20.000.000 kWh, max Leistung: 2.500 kW d.h. Benutzungsstunden 8.000 h Durch Senkung der max. Leistung können die Benutzungsstunden erhöht werden!
Höhe des Netzentgelts	8.000 Benutzungsstunden: 10 % des Netzentgelts 7.500 Benutzungsstunden: 15 % des Netzentgelts 7.000 Benutzungsstunden: 20 % des Netzentgelts
Antragstellung	Netzbetreiber, Anzeige bei der BNetzA bzw. der Landesregulierungsbehörde
<b><u>3. Atypische Netznutzung</u></b>	
Voraussetzung	Ein atypischer Netznutzer ist ein Stromverbraucher, dessen Höchstlast vorhersehbar von der Jahreshöchstlast aller Entnahmen der Netzebene abweicht
Höhe des Netzentgelts	Es ist ein individuelles (reduziertes) Netzentgelt zu bezahlen Ansprechpartner: Stromversorger oder Netzbetreiber
Antragstellung und Termin	Netzbetreiber, Anzeige bei der BNetzA bzw. der Landesregulierungsbehörde

§ 17 f EnWG (Offshore-Haftungsumlage)	
Höhe 2014:	0,25 ct/kWh bis 1.000.000 kWh/a 0,05 ct/kWh über 1.000.000 kWh/a
Reduzierte Umlage	0,025 ct/kWh
Voraussetzung	Über 1.000.000 kWh/a und Stromkosten größer als 4 % des Jahresumsatzes
Auflagen	Testat eines Wirtschaftsprüfers oder vereidigten Buchprüfers nötig
Antragstellung	Stromversorger

KWK-G Umlage (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz)	
Höhe 2014:	0,178 ct/kWh bis 100.000 kWh/a 0,055 ct/kWh über 100.000 kWh/a
Reduzierte Umlage	0,025 ct/kWh für Bereich über 100.000 kWh/a
Voraussetzung	Über 100.000 kWh/a und Stromkosten größer als 4 % des Jahresumsatzes
Auflagen	Testat eines Wirtschaftsprüfers oder vereidigten Buchprüfers nötig
Antragstellung	Stromversorger