

Faktenpapier Strompreise in Deutschland 2017

Bestandteile | Entwicklungen | Strategien



DIHK

Deutscher
Industrie- und Handelskammertag

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: www.dihk.de
Ansprechpartner	Dr. Sebastian Bolay, bolay.sebastian@dihk.de , 030/20 30 8 - 2202
Stand	Januar 2017
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. Alle Angaben wurden mit größter Sorgfalt erarbeitet und zusammengestellt. Für die Richtigkeit und Vollständigkeit des Inhalts sowie für zwischenzeitliche Änderungen übernimmt der DIHK keine Gewähr.

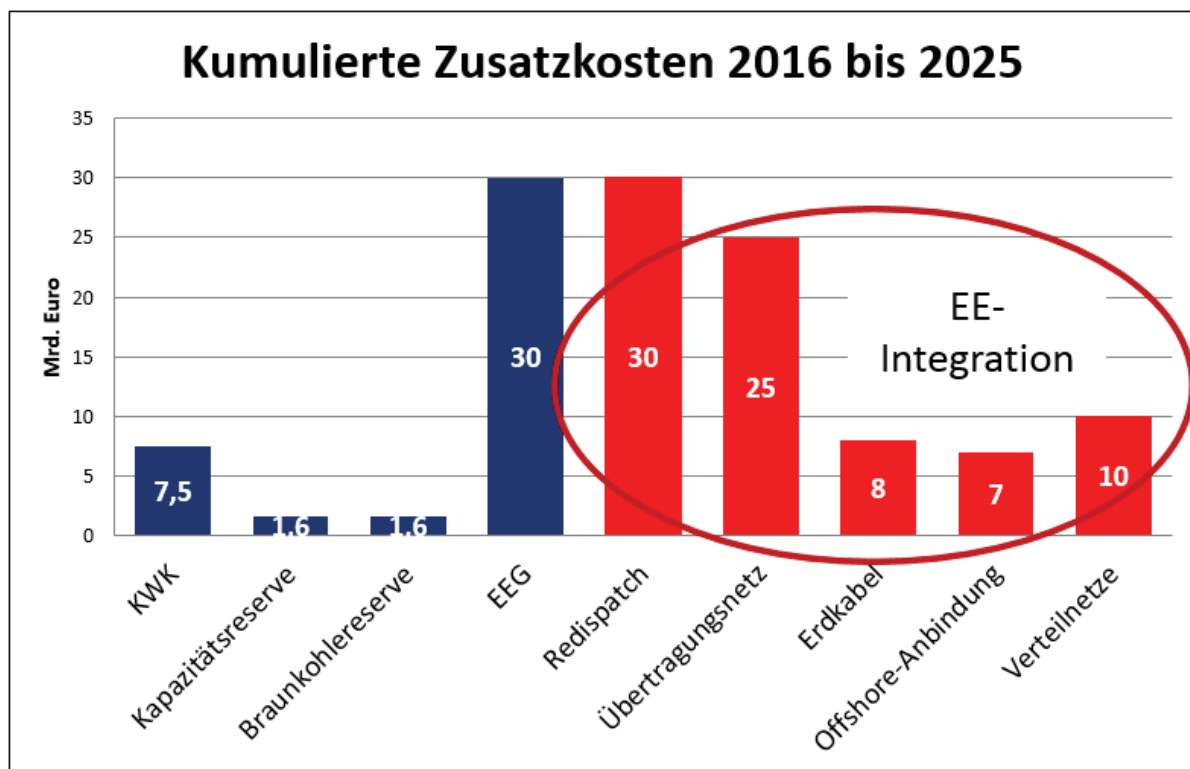
INHALTSVERZEICHNIS

1	WARUM EIN FAKTENPAPIER STROMPREISE?	2
2	STROMVERBRAUCH UND STROMEINSATZ IN DEUTSCHLAND	5
3	STROMPREISBESTANDTEILE UND SONDERREGELUNGEN	6
3.1	GRÜNDE FÜR UNTERSCHIEDLICHE STROMPREISE	7
3.2	ERZEUGUNG: PREISBILDUNG AN DER STROMBÖRSE EEX	9
3.3	NETZENTGELTE	13
3.4	§ 19-UMLAGE (NETZENTGELTREDUZIERUNG)	17
3.5	UMLAGE HAFTUNGSREGELUNG OFFSHORE-WINDPARKS	22
3.6	STROMSTEUER	23
3.7	KONZESSIONSABGABE	26
3.8	KWK-UMLAGE	27
3.9	EEG-UMLAGE	29
3.10	UMLAGE FÜR ABSCHALTBARE LASTEN	38
3.11	STROMRECHNUNG EINES BAYERISCHEN INDUSTRIEUNTERNEHMENS VON 2012 BIS 2017 MIT ZWEI ABNAHMESTELLEN	39
4	KOSTENBELASTUNG DURCH STEUERN, STAATLICHE ABGABEN UND KLIMASCHUTZINSTRUMENTE	40
5	WAS SOLLTE DER STAAT TUN?	41
6	WAS KÖNNEN UNTERNEHMEN TUN?	43

1 Warum ein Faktenpapier Strompreise?

Die Debatte über steigende Strompreise hat wieder an Fahrt aufgenommen: Zum Jahreswechsel zieht die EEG-Umlage nach zwei Jahren weitgehender Stabilität wieder an und auch für die KWK-Förderung und die Netzentgelte müssen viele Unternehmen 2017 deutlich tiefer in die Tasche greifen. Das Ende der Fahnenstange ist aber bei den Strompreisen noch lange nicht erreicht. Vielmehr stehen erhebliche weitere Steigerungen vor allem bei den Netzentgelten vor der Tür. So verursacht der Netzausbau in den Jahren 2016 bis 2025 kumulierte Kosten in Höhe von voraussichtlich etwa 50 Mrd. Euro (rote Balken in Abbildung 1). Damit kein Missverständnis entsteht: Der Netzausbau ist notwendig, damit der wachsende Kostenblock Redispatch¹ ab Mitte der zwanziger Jahre auch wieder sinken kann und die physikalische Integration der erneuerbaren Energien gelingt.

Abbildung 1: Kumulierte Zusatzkosten bis 2025



Quelle: DIHK.

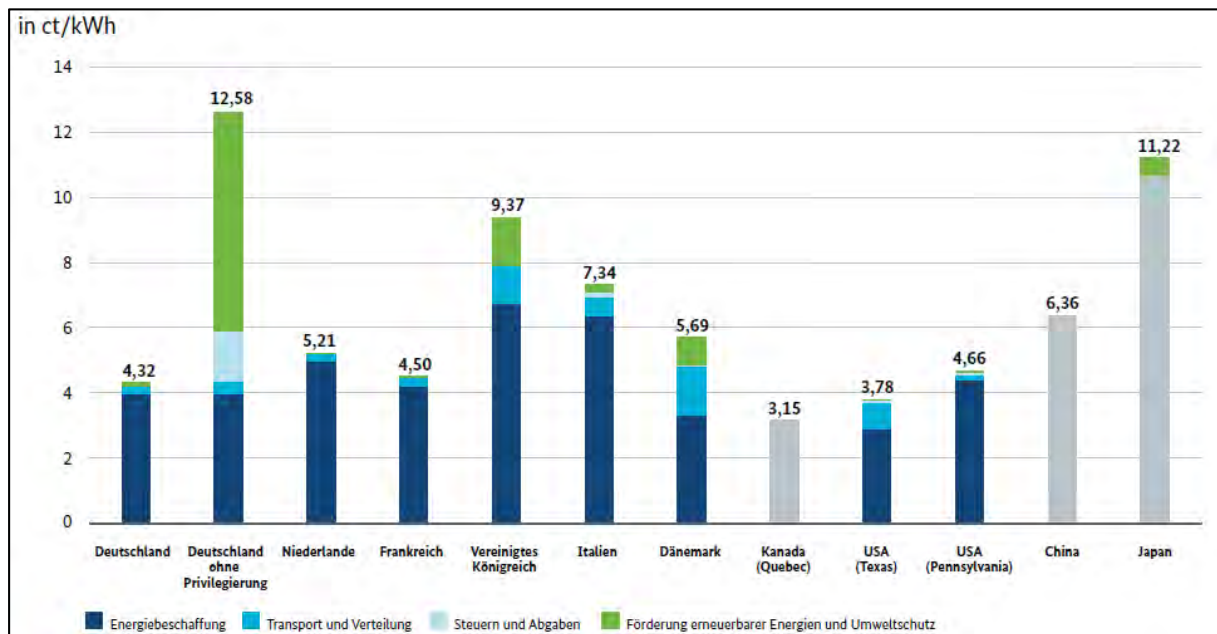
Zu den Netzausbaukosten kommen noch etwa in Summe 40 Mrd. Euro für den weiteren Ausbau der Ökostromerzeugung und der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) sowie zur Sicherung der Stromversorgung (Kapazitätsreserve) und zur Erreichung des nationalen Klimaschutzziels im

¹ Laut Deutscher Energieagentur (Dena) ist Redispatch ein „präventiver oder kurativer Eingriff des Übertragungsnetzbetreibers in die Fahrpläne von Kraftwerken, um kurzfristig auftretende Engpässe zu vermeiden oder zu beseitigen“.

Stromsektor von -40 Prozent CO₂-Emissionen bis 2020 (sog. Sicherheitsreserve oder Braunkohlereserve). Insgesamt werden sich die Zusatzkosten für Bürger und Unternehmen auf deutlich über 100 Mrd. Euro belaufen. Dadurch werden sich die Gesamtstromkosten von Bürgern und Unternehmen (Beschaffung, Steuern, Umlage, Netzentgelte) von derzeit rund 70 Mrd. Euro im Jahr bis 2025 auf wahrscheinlich über 85 Mrd. Euro im Jahr erhöhen; das ist ein Anstieg von über 20 Prozent.

Dies geschieht vor dem Hintergrund, dass die deutschen Strompreise weltweit bereits zu den höchsten gehören. Lediglich wenige Hundert Betriebe, die sämtliche Sonder- und Ausgleichsregelungen für ihre Wettbewerbsnachteile in Anspruch nehmen können, haben einen im europäischen Vergleich weitgehend konkurrenzfähigen Strompreis. Die allermeisten Unternehmen des produzierenden Gewerbes und stromintensive Unternehmen aus den Bereichen Handel und Dienstleistungen haben ihn nicht. Klar ist: Ein Hauptproblem neben den Stromkosten sind die ständigen politischen Eingriffe, die sämtliche Akteure am Strommarkt verunsichern und Investitionen erschweren. So gelten beispielsweise die Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der EU nur bis 2020. Langfristige Planungssicherheit wird damit erschwert und Investoren müssen Risikoaufschläge nehmen.

Abbildung 2: Internationale Industriestrompreise



Quelle: Ecofys, ISI 2015. Grau gekennzeichnet, wo keine Aufteilung in Preiskomponenten möglich war.²

² Stromkosten der energieintensiven Industrie. Ein internationaler Vergleich. Ergänzende Berechnungen für das Jahr 2014. Ecofys, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung. Köln, Karlsruhe. Juni 2015.

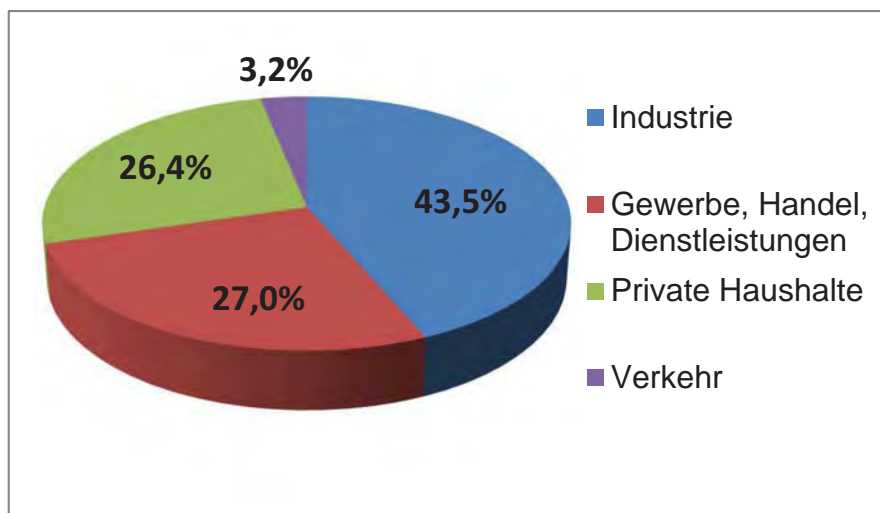
Jede Strompreiserhöhung ist für Unternehmen Anlass, sich die einzelnen Positionen der Stromrechnung genauer anzusehen: Worin liegen die Ursachen für Preissteigerungen? Wie wird sich der Strompreis weiterentwickeln? Was kann die Politik tun, um die Strompreise zu senken oder zumindest ihre Steigerung 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 hat der DIHK 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: Unternehmen sind mit einem Anteil von fast 70 Prozent größter Stromabnehmer in Deutschland - allein 44 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. Industrie 4.0 ist ohne eine verlässliche und bezahlbare Strominfrastruktur nicht vorstellbar. 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 3: Stromverbrauch nach Sektoren



Quelle: Eigene Darstellung, Zahlen AG Energiebilanzen.

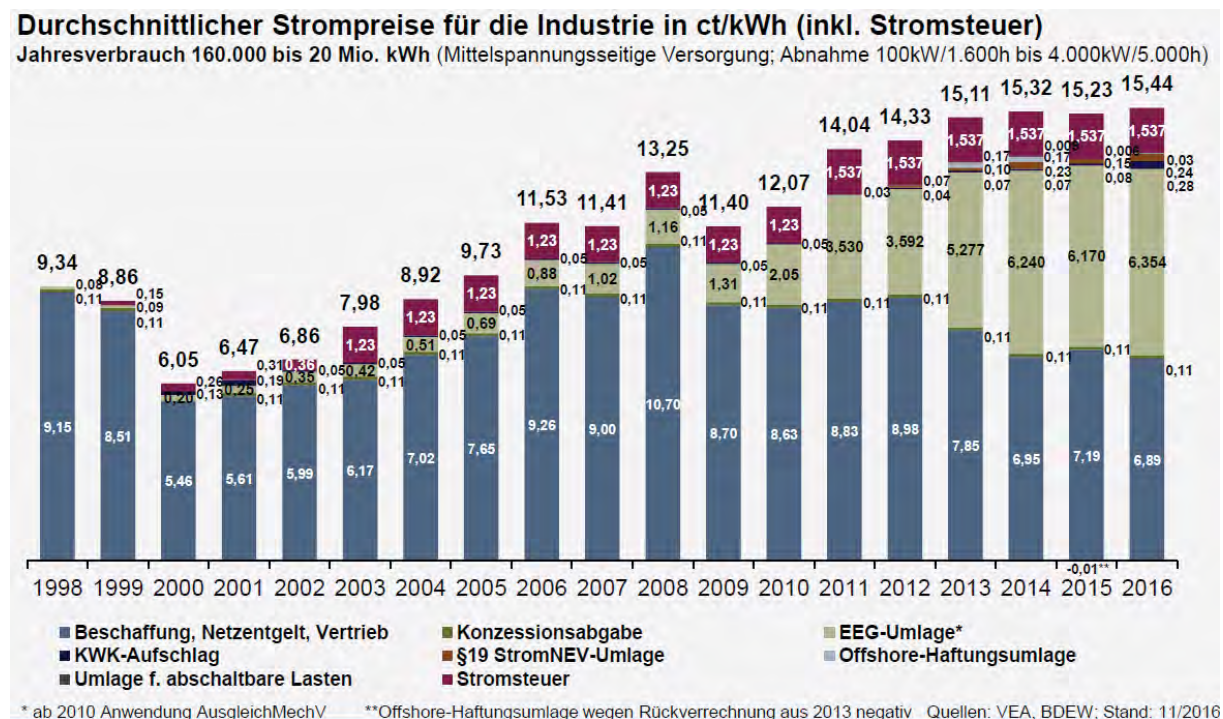
Bislang wird die deutsche Energieversorgung mit ihrem hohen Qualitätsniveau als Standortvorteil Deutschlands eingestuft. Viele Industriebetriebe und viele Betriebe in anderen Branchen befürchten aber, dass steigende Strompreise dauerhaft der unerwünschte Begleiter der Energiewende sein werden.³ Bereits kleine Steigerungen können stromintensive Unternehmen dazu veranlassen, neue Investitionen am Standort Deutschland zu hinterfragen.

³ IHK-Energiewende-Barometer 2016: Weiter auf steinigem Weg.

3 Strompreisbestandteile und Sonderregelungen

Nachdem die Kosten für Beschaffung, Netzentgelte und Vertrieb im Jahresvergleich gesunken sind, sind die Umlagen 2016 nach oben gegangen. 2017 wird deren Anstieg weitergehen. Die staatlich verursachten Belastungen des Strompreises sind in den letzten Jahren explodiert: Sie stiegen für die Industrie in der Summe von kaum nennenswerten 0,19 Cent/kWh im Jahr 1998 auf über 8 Cent/kWh 2017. Das entspricht einem Anstieg um den Faktor 40. Die durchschnittlichen Industriestrompreise für an die Mittelspannung⁴ angeschlossene Industriekunden stiegen in diesem Zeitraum um über 60 Prozent. Der Staatsanteil liegt 2017 in der Mittelspannung bei über 50 Prozent. Die Strompreise im Mittelstand sind 2017 gegenüber 2016 im deutschlandweiten Durchschnitt um 6,5 Prozent gestiegen.⁵

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

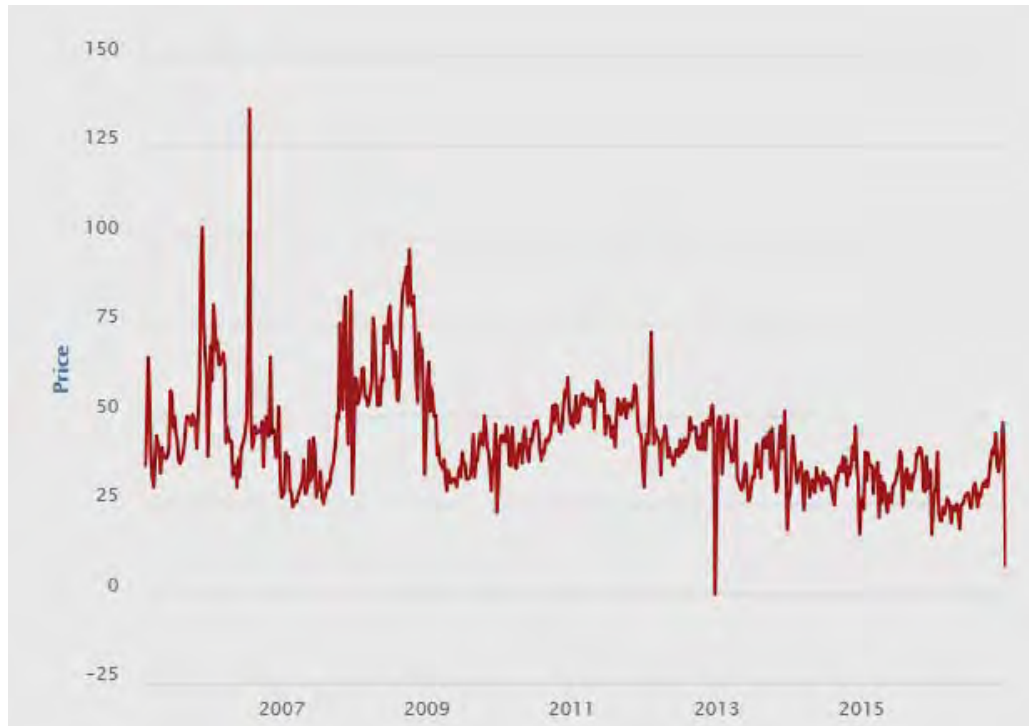


Die derzeit niedrigen Beschaffungskosten hängen insbesondere mit den gesunkenen Preisen an den Terminmärkten für Strom zusammen. Die Abschaltung der acht ältesten Kernkraftwerke nach Fukushima hatte nur einen vorübergehenden Preisanstieg zur Folge. Gegenüber dem Hochpreisjahr 2008 haben sich die Terminmarktstrompreise gedrittelt.

⁴ Zum Thema Spannungsebenen vgl. Kapitel 3.3.

⁵ Bundesverband der Energie-Abnehmer e. V. (VEA): Bundes-Strompreisvergleich I/2017.

Abbildung 5: Strompreisentwicklung an der EEX



Quelle: EEX. Phelix Day Base.

3.1 Gründe für unterschiedliche Strompreise

Klar ist: Einen einheitlichen Industriestrompreis in Deutschland gibt es nicht, vielmehr müssen immer Einzelfälle betrachtet werden. Während die Durchschnittspreise 2017 im Kölner Raum bei 13,09 Cent/kWh liegen, bezahlten Industriekunden in Westmecklenburg im Schnitt 17,73 Cent.⁶ 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. Dies gilt ebenso für Kosten von Redispatch-Maßnahmen⁷, auch wenn diese in anderen Regelzonen⁸ vorgenommen werden, um das Übertragungsnetz zu stabilisieren. Daher sind in Ostdeutschland die Industriestrompreise in der Mittelspannung im Schnitt um 9 Prozent oder 2,3 Cent/kWh höher.

⁶ Zahlen in diesem Kapitel beziehen sich auf: Verband der Energieabnehmer (VEA): Bundes-Strompreisvergleich I/2017 für Sondervertragskunden elektrische Energie.

⁷ 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“.

⁸ 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.

Die Strompreise für die Unternehmen unterscheiden sich aber nicht nur zwischen den Verteilnetzbereichen, sondern auch innerhalb dieser Gebiete deutlich. Dort hängt der Preis von Strombezugsmenge, Nutzungsdauer, Spannungsebene und Möglichkeit der 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.

Abbildung 6: Gründe für unterschiedliche Strompreise in der Industrie

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

Quelle: DIHK.

Der deutsche Strompreis setzt sich aus folgenden Komponenten zusammen:

- Erzeugung und Vertrieb
- Netzentgelte
- § 19-Umlage
- Stromsteuer
- Konzessionsabgabe
- KWK-Aufschlag
- EEG-Umlage
- Haftungsumlage Offshore
- 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 Spot⁹- bzw. Terminmarkt¹⁰ hat auch Einfluss auf nicht an der Börse gehandelte Terminkontrakte (sog. Over the Counter Geschäfte (OTC)). Physikalische Grundvoraussetzung für eine stabile Versorgung: 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 günstig erzeugen, werden zuerst nachgefragt (sog. Merit Order). Die Preisbildung beruht auf den Grenzkosten¹¹ des teuersten benötigten Kraftwerks (sog. Grenzkraftwerk), das den Preis für die Stromerzeugung aller anderen Kraftwerke setzt (sog. Einheitspreisverfahren). Die Grenzkosten eines Kraftwerks werden im Wesentlichen von den Brennstoffkosten und seinen Kosten für CO₂-Zertifikate bestimmt. Die Kosten für die Zertifikate ergeben sich durch den europäischen Emissionshandel.¹² Steigen bei fossilen Kraftwerken die Kosten für die Rohstoffe, schlägt sich dies in höheren Grenzkosten nieder, weil teurer erzeugt werden muss. Dieser Effekt war 2008 mit den Rekordpreisen bei Öl und Gas zu beobachten.

Zu beachten ist: Es gibt bereits seit längerer Zeit keine eigene autarke Strompreisbildung in Deutschland am Spotmarkt mehr. Vielmehr gibt es eine europäische Merit Order. Die Kraftwerke konkurrieren mit ihren Grenzkosten europaweit. Grund ist die sog. Marktkopplung (Market Coupling)¹³. Dadurch verschwinden Preisunterschiede zwischen den Börsen, solange es an den Grenzübergängen des Stromnetzes (sog. Grenzkuppelstellen oder Interkonnektoren) keine Engpässe gibt. Für Deutschland und Frankreich ist dies beispielsweise für etwa die Hälfte aller Viertelstunden der Fall. Mittlerweile finden etwa 80 Prozent des EU-Stromverbrauchs in gekoppelten Marktgebieten statt.

⁹ 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“.

¹⁰ Am Terminmarkt wird Strom für die kommenden Jahre gehandelt.

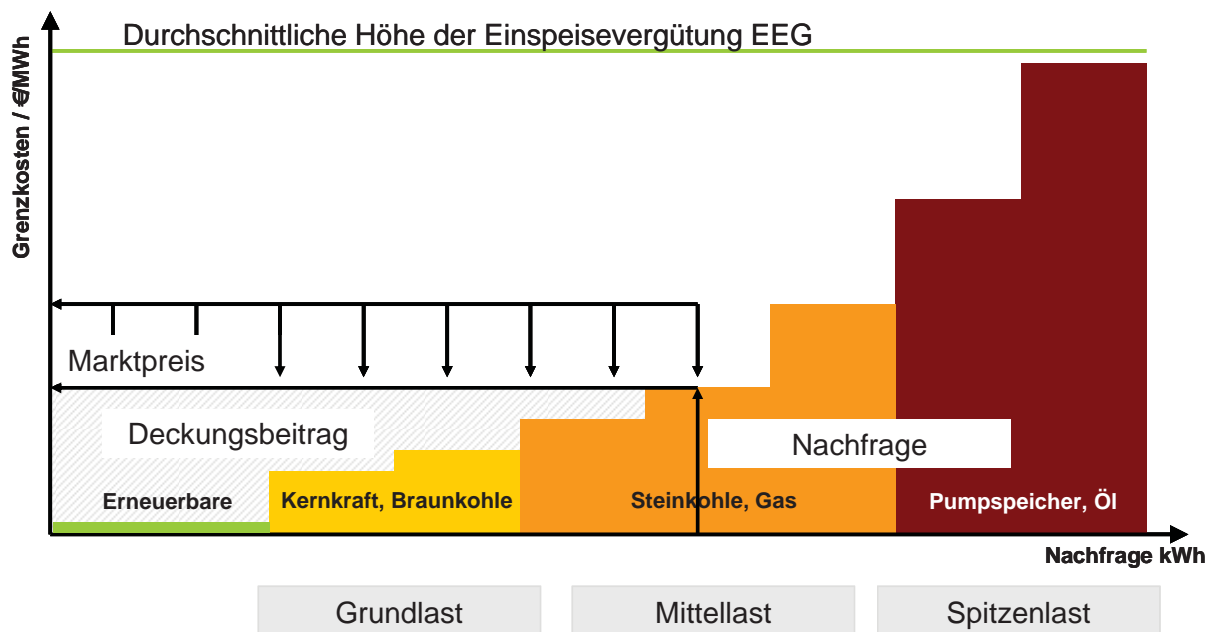
¹¹ Die Grenzkosten (auch Marginalkosten) sind in der Betriebswirtschaftslehre und der Mikroökonomik die Kosten, die durch die Produktion einer zusätzlichen Einheit eines Produktes entstehen (Quelle: Wikipedia).

¹² Vgl. dazu auch das DIHK-Faktenpapier Emissionshandel.

¹³ „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).

Hohe Strompreise sind ein Knappheitssignal: 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 wie derzeit deuten auf eine entspannte Lage hin. Die Grundsätze der Preisbildung werden aber zunehmend durch die erneuerbaren Energien beeinflusst, wie folgende Abbildung zeigt.

Abbildung 7: Preisbildung an der Strombörse



Quelle: DIHK.

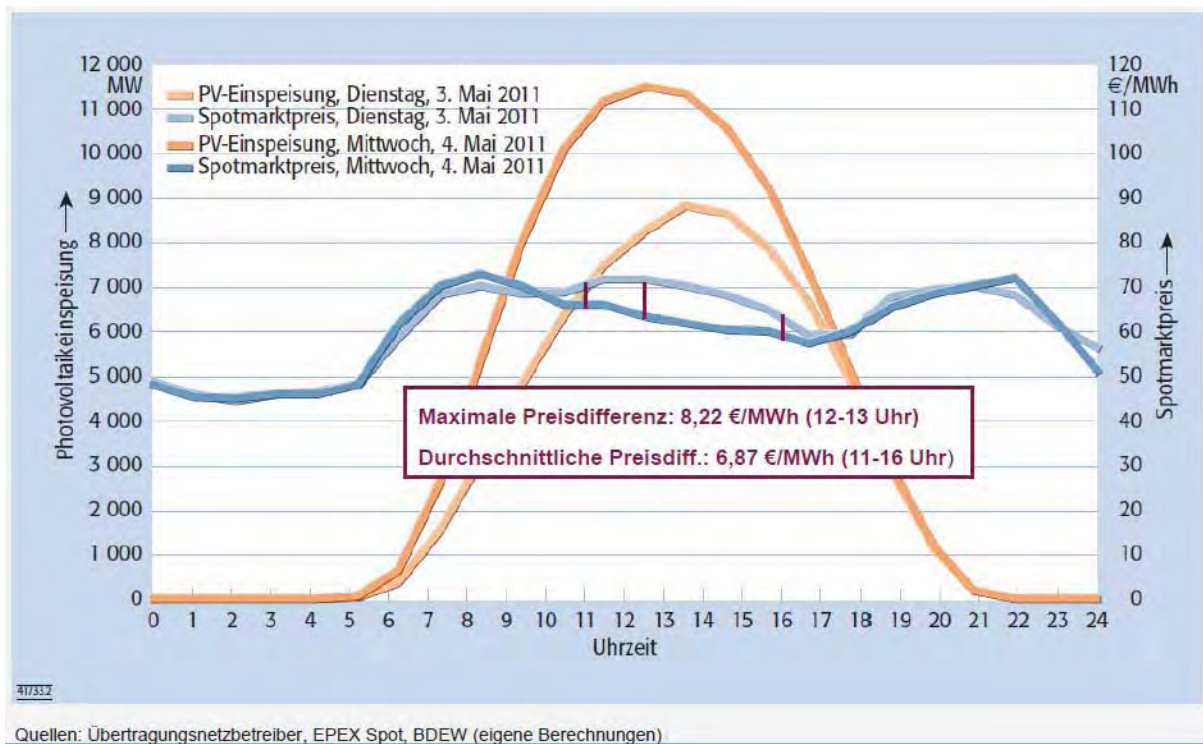
Erneuerbare Energien kommen durch den gesetzlich eingeräumten Einspeisevorrang bei der Versorgung immer zuerst zum Zug.¹⁴ Ihre Vergütung ist im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) festgelegt und wird außerhalb der Börse gezahlt. Durch die gesetzliche Pflicht, die vorrangig eingespeiste Menge an der Strombörse 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 Stromerzeugungspreisen am Spotmarkt auszugehen.

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

¹⁴ Auch eine Abschaffung des Einspeisevorrangs hätte für Wind- und Solarenergie kaum Auswirkungen, da beide keine Brennstoffkosten aufweisen und damit in der Merit Order vorne stehen.

Solarenergie sind die Strompreise bei Sonne über Deutschland mittags immer häufiger nicht mehr am höchsten, trotz weiter bestehender hoher Nachfrage. Folgende Abbildung verdeutlicht, dass hohe PV-Einspeisung zur Mittagszeit den Spotmarktpreis drückt.

Abbildung 8: Preissenkender Effekt der Photovoltaik

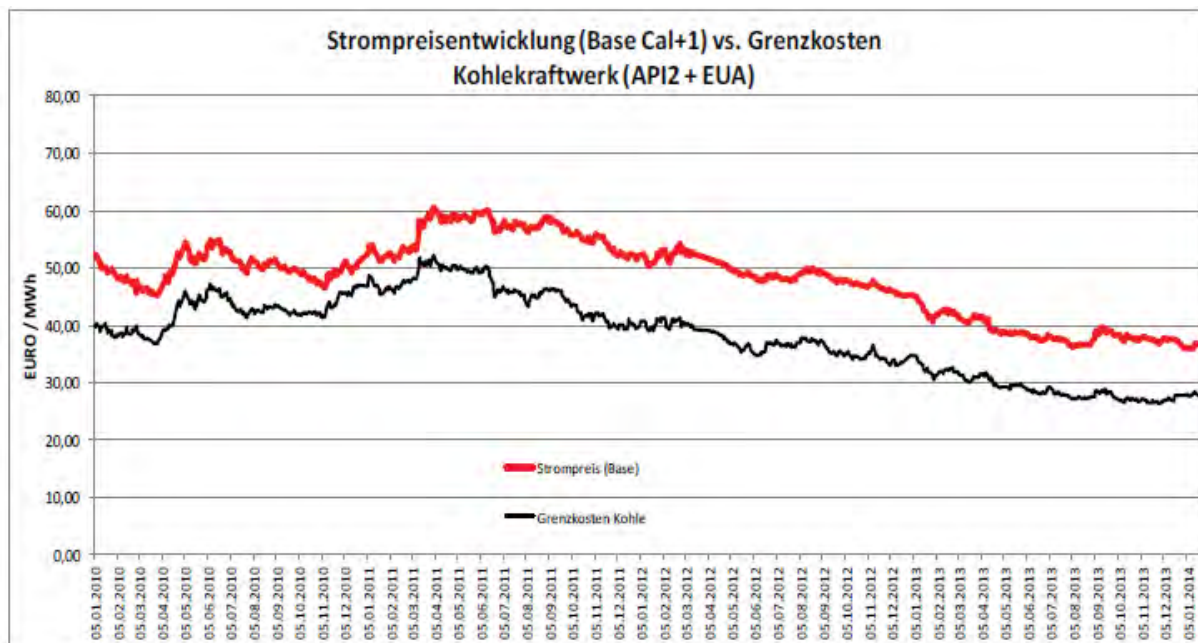


Beispiel: Am 14. September 2012 trafen zur Mittagszeit heftiger Wind und starke Sonne in Deutschland zusammen. Insgesamt lieferten Wind und Sonne mit etwa 32 GW knapp die Hälfte des verbrauchten Stroms. Entsprechend rutschten die Preise in den Keller. Am Spotmarkt kostete um 14 Uhr die Megawattstunde 14,44 €. An normalen Tagen liegt der Preis derzeit zwischen 30 und 40 €.

Dies bedeutet aber nicht, dass alle Unternehmen direkt und vollständig von diesem Effekt profitieren. Denn: Unternehmen kaufen, wenn überhaupt, nur Restmengen am Spotmarkt, der allergrößte 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 dann zeitverzögert und abgeschwächt am Terminmarkt an, wenn er wegen der Häufigkeit seines Auftretens eingepreist werden kann. 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 und Emissionszertifikate zusammen. Alle Länder, deren Stromerzeugung sich auf Steinkohle stützt, profitieren daher ebenfalls von diesem Effekt.

Abbildung 9: Zusammenhang Steinkohle und Terminmarktpreise



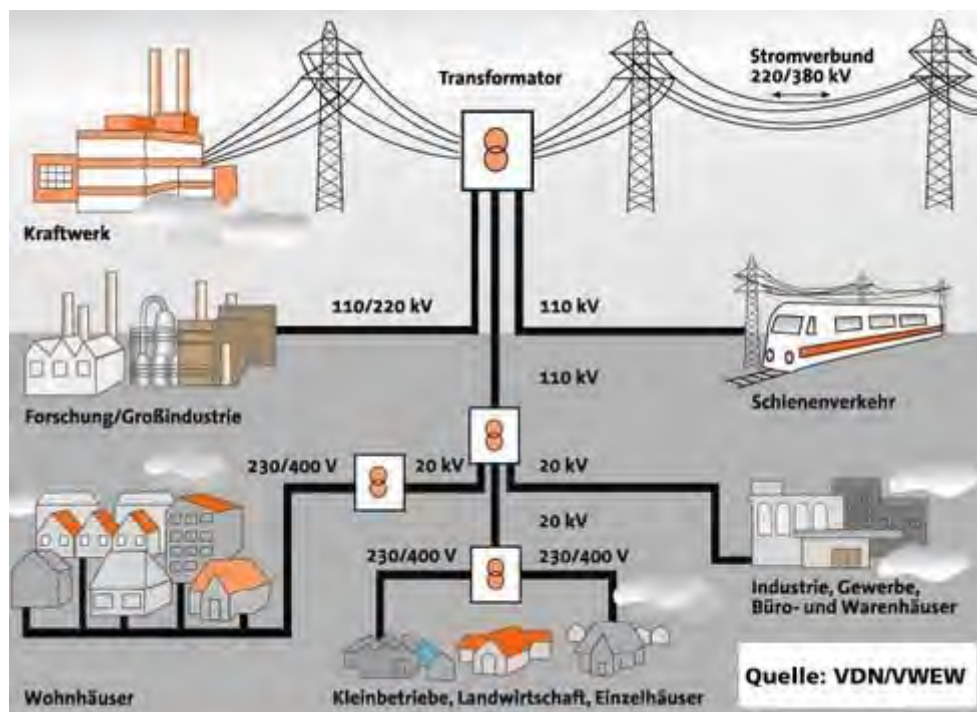
Quelle: Trimet, Heribert Hauck.

Was den Börsenpreis am Spotmarkt senkt, erhöht 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.

3.3 Netzentgelte

Netzentgelte unterliegen der Regulierung - also der Kontrolle durch Bundesnetzagentur bzw. Landesregulierungsbehörden - und können daher von den Netzbetreibern nicht frei festgesetzt werden. Die Höhe der individuellen 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

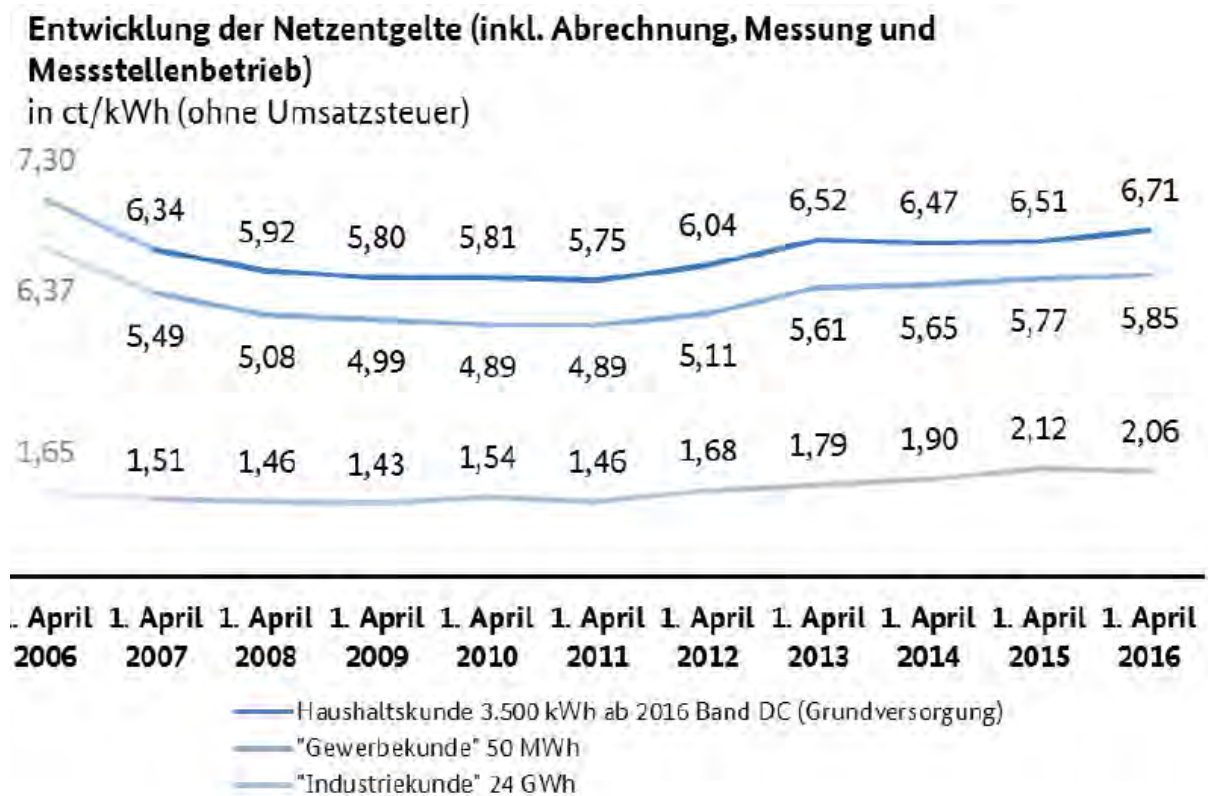


Quelle: <http://www.n-ergie-netz.de/N-ERGIE-NETZ/dem-strom-auf-der-spur-6114.html>.

Die Refinanzierung der Infrastrukturkosten erfolgt über 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 2016 mit durchschnittlich 5,85 Cent/kWh deutlich stärker für das Netz bezahlen als Industriekunden mit 2,06 Cent/kWh¹⁵, 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. Die Netzentgelte liegen für alle Verbrauchergruppen wieder über dem Stand von 2009, und das obwohl Investitionen in Übertragungs- und Verteilnetze aufgrund der Energiewende erst noch in erheblichem Maße anstehen (vgl. Abbildung 1). In der Industrie haben die Entgelte bereits um 50 Prozent zugelegt.

Abbildung 11: Entwicklung der durchschnittlichen mengengewichteten Netzentgelte in Deutschland¹⁶



Quelle: Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt (2016): Monitoringbericht 2016.

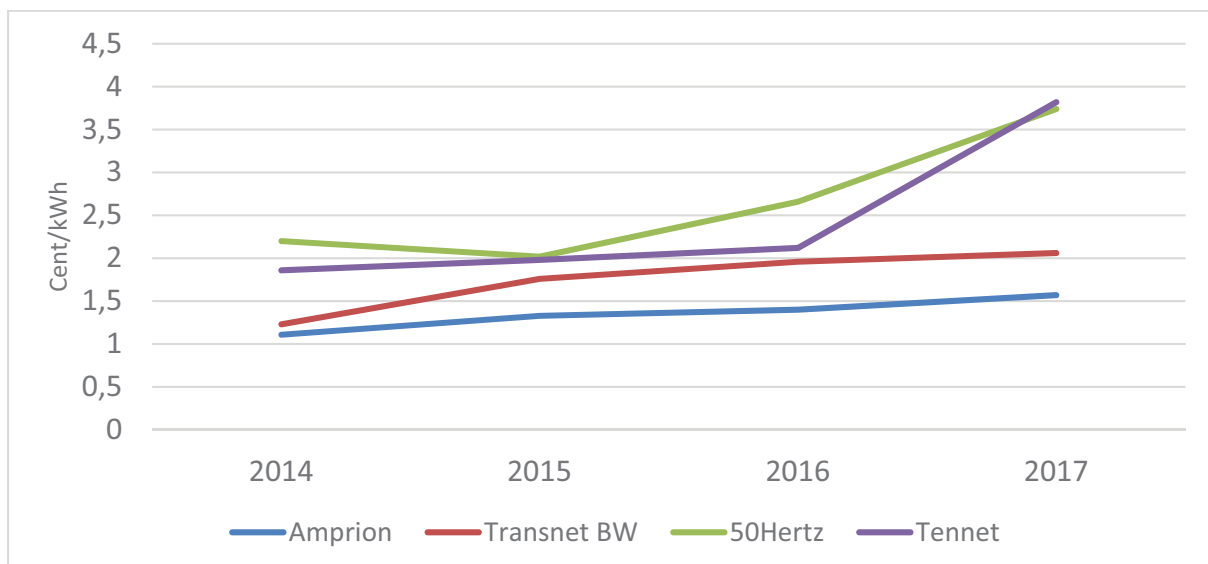
Zum Jahreswechsel 2016/2017 sind in allen vier Übertragungsnetzgebieten die Entgelte gestiegen. Mittlerweile hat sich aber eine deutliche Spreizung zwischen Tennet und 50 Hertz auf der einen sowie Amprion und Transnet BW auf der anderen Seite ergeben. In den beiden letzteren Gebieten sind die Entgelte nur rund halb so hoch. Ein wesentlicher Grund für den

¹⁵ Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt (2016): Monitoringbericht 2016.

¹⁶ Unterschiedliche Netzentgelte zwischen den Gruppen ergeben sich aus den verschiedenen Spannungsebenen.

Unterschied sind die Redispatchmaßnahmen, die vorwiegend in Nord- und Ostdeutschland anfallen. Nach einer Studie der TU Dresden¹⁷ werden die Netzentgelte (Übertragungs- und Verteilnetz) für Industriekunden bis 2024 im Schnitt jährlich um 4,5 Prozent zulegen. Gleichzeitig steigt die regionale Spreizung: So beträgt z. B. in Mecklenburg-Vorpommern der Anstieg 8 Prozent per anno. Angekündigt ist von Seiten der Bundesregierung schon seit längerem die Einführung eines einheitlichen Übertragungsnetzentgelts. Dies könnte in der nächsten Legislaturperiode eingeführt werden. Eine bundesweite Wälzung der Übertragungsnetzanteile würde gegenüber den für 2017 angekündigten Netzentgelten zu einer Entlastung der durchschnittlichen Netzentgelte für das Übertragungsnetz von ca. 0,8 ct/kWh in den Regelzonen von 50Hertz und Tennet ergeben. Dem steht eine Mehrbelastung von ca. 1 ct/kWh in der Regelzone von TransnetBW und ca. 1,5 ct/kWh in der Regelzone von Amprion gegenüber.

Abbildung 12: Entwicklung der Übertragungsnetzentgelte



Quelle: DIHK. Zahlen: Übertragungsnetzbetreiber.

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

¹⁷ Technische Universität Dresden (2015): Kurzgutachten zur regionalen Ungleichverteilung der Netznutzungsentgelte.

Anschlusspreis wird von der Höhe der maximal aus dem öffentlichen Netz bezogenen Leistung bestimmt, wodurch ein Anreiz entsteht, Bezugsspitzen zu vermeiden.

Insbesondere ostdeutsche Netzgebiete weisen höhere Entgelte auf. Das hängt zum einen mit der geringeren Bevölkerungs- und Industriedichte 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 (weitgehende)Vergütung für entgangene Einnahmen.

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 Gewerbetekunden von 15 bis 23 Prozent bis 2020 im Vergleich zu 2011 aus¹⁸. Sie weist zudem darauf hin, dass der Anstieg in den vier Regelzonen jeweils deutlich von diesen Werten abweichen kann.¹⁹

¹⁸ 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.

¹⁹ <https://fragdenstaat.de/files/foi/1583/86.%20Sitzung%20-%20Netzentgelte%20Strom.pdf>

3.4 § 19-Umlage (Netzentgeltreduzierung)²⁰²¹

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.

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 eine Anzeige bei der Bundesnetzagentur (BNetzA) oder der Landesregulierungsbehörde, die bis zum 30. September für das jeweilige Kalenderjahr erfolgen muss. Anzeigen, die danach eingehen, gelten erst für das folgende Jahr, Anzeigen für vergangene Jahre sind ausgeschlossen. Die Anzeige sollte beinhalten, dass mit dem zuständigen Verteilnetzbetreiber eine Vereinbarung zur atypischen Netznutzung auf Basis der Festlegung der BNetzA erfolgt ist²².

Die Unternehmen müssen nachweisen, dass ihre spezifische Jahreshöchstlast vorhersehbar erheblich vom Zeitpunkt 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 %

²⁰ Vgl. auch das Faktenpapier atypische Netznutzung von DIHK und VEA.

²¹ Neben den beiden dargestellten Möglichkeiten zur Netzentgeltreduzierung gibt es zwei weitere Sondernetzentgelte: Letztverbraucher mit einer zeitlich begrenzten hohen Leistungsaufnahme können mit dem Netzbetreiber nach § 19 Abs.1 StromNEV neben Jahresleistungspreisen auch eine Abrechnung auf der Grundlage von Monatsleistungspreisen vereinbaren (sog. saisonale Netznutzung). Außerdem können Netznutzer nach § 19 Abs. 3 StromNEV mit dem Netzbetreiber ein individuelles Entgelt für die sog. singuläre Netznutzung festlegen, sofern sie sämtliche Betriebsmittel einer Netz- oder Umspannebene ausschließlich selbst nutzen. Im Übrigen werden die Entnahmestellen bezüglich ihres Entgeltes so gestellt, als seien sie direkt an die vorgelagerte Netz- oder Umspannebene angeschlossen.

²² http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1431/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/Beschlusskammer4/BK4_node.html

- 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 Entlastung der Netze. Zudem gibt es eine Bagatellgrenze von 500 Euro Entlastungsbetrag.

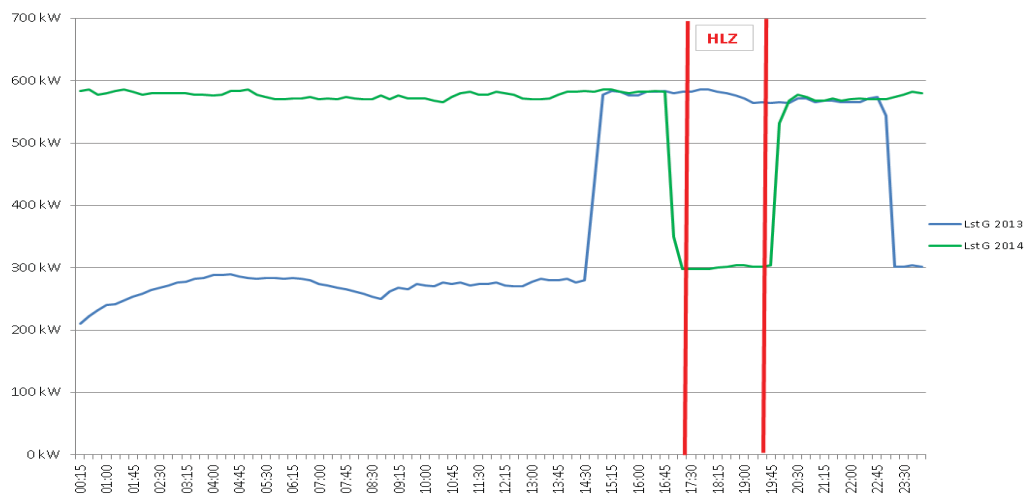
Für den Abschluss einer Vereinbarung werden i. d. R. folgende Informationen benötigt:

- 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

Beispiel einer Netzentgeltreduzierung im Jahr 2014

Die Sielverbände Neuenbrook und Kollmar setzen sich aktiv für eine Entlastung des Netzes ein. An beiden Standorten handelt es sich um große Schöpfwerke, welche mit je zwei Pumpen ausgestattet sind. In den Hochlastzeitfenstern wird eine Pumpe abgeschaltet, so dass zu dieser Zeit die Leistungsspitze halbiert wird. Für 2014 wurde so die Leistung in Neuenbrook von 586 kW auf 308 kW und in Kollmar von 482 kW auf 241 kW reduziert.

Abbildung 13: Beispiel für Netzentgeltreduzierung



Quelle: VEA.

In diesem Beispiel beträgt die Höchstlast des Unternehmens 586 kW und liegt außerhalb des Hochlastfensters des Netzbetreibers. Die maximale Last in diesem Hochlastzeitfenster erreicht 308 kW. Daraus resultiert eine Differenz von 278 kW. Aus dieser Differenz ergibt sich dann das reduzierte Netzentgelt.

Berechnung 2014:

<u>Allgemeines Netzentgelt:</u>			
(wenn Wahloption ausgeübt wird, Berechnung auf Grundlage der tatsächlichen kWh/a)			
Leistungspreis:	586 kW *	20,27 €/kWa	= 11.878,22 €/a
Arbeitspreis:	317.059 kWh/a *	3,50 ct/kWh/a	= 11.097,05 €/a
			= 22.975,27 €/a
<u>Individuelles Netzentgelt:</u>			
Leistungspreis:	308 kW *	20,27 €/kWa	= 6.243,16 €/a
Arbeitspreis:	317.059 kWh/a *	3,50 ct/kWh/a	= 11.097,05 €/a
			= 17.340,21 €/a
<u>20%-Deckelung des individuellen Netzentgeltes:</u>			= 4.595,05 €/a
<u>Netzentgeltreduzierung relativ:</u>			24,5 %
<u>Netzentgeltreduzierung absolut:</u>			5.635,06 €/a

Tabelle: Tomasz Köhn, VEA Beratungs-GmbH, 24.04.15, Hannover.

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.²³ 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 Abnahmestelle²⁴ die Abnahmemenge mindestens 10 GWh beträgt (§ 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV)²⁵ und eine bestimmte Benutzungstundenzahl²⁶ überschritten wird:

- bei 8.000 Benutzungstunden beträgt die Reduktion bis zu 90 Prozent
- bei 7.500 Benutzungstunden bis zu 85 Prozent
- bei 7.000 Benutzungstunden bis zu 80 Prozent

Es 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 reduziert 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.²⁷

²³ Eine Übersicht über die Unternehmen finden Sie auf den Seiten der Bundesnetzagentur.

²⁴ § 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“.

²⁵ Den Leitfaden zu § 19 StromNEV gibt es auf den Seiten der Bundesnetzagentur.

²⁶ Benutzungstunden 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 Benutzungstundenzahl, 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.

²⁷ Festlegung der Bundesnetzagentur vom 18.12.2013: BK 4-13-739.

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.²⁸

Höhe der § 19-Umlage

Die entgangenen Einnahmen aus den beiden Netzentgeltreduzierungen werden per Umlage auf die sonstigen Stromverbraucher umgelegt. Insgesamt werden 2017 nach der Prognose der Übertragungsnetzbetreiber rund 1,1 Mrd. Euro durch die beiden Regelungen auf die Stromkunden gewälzt. Davon entfallen 748 Millionen auf den Großverbrauch und 368 Millionen auf die atypische Netznutzung.

Abbildung 14: Höhe der § 19-Umlage²⁹

	Gruppe A	Gruppe A+	Gruppe A++	Gruppe B	Gruppe C
	Bis 100.000 kWh ab 2015 bis 1.000.000 kWh	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 2015 ab 1.000.000 kWh ³⁰	Produzierendes Gewerbe mit Stromkosten am Umsatz von mindestens 4% ab 100.000 kWh, ab 2015 ab 1.000.000 kWh ³¹
2012	0,151 Cent/kWh	nicht relevant	nicht relevant	0,05 Cent/kWh	0,025 Cent/kWh
2013	0,329 Cent/kWh	nicht relevant	nicht relevant	0,05 Cent/kWh	0,025 Cent/kWh
2014	0,092 Cent/kWh	0,482 Cent/kWh	0,532 Cent/kWh	0,05 Cent/kWh	0,025 Cent/kWh
2015	0,227 Cent/kWh	nicht relevant	nicht relevant	0,05 Cent/kWh	0,025 Cent/kWh
2016	0,378 Cent/kWh	nicht relevant	nicht relevant	0,05 Cent/kWh	0,025 Cent/kWh
2017	0,388 Cent/kWh	nicht relevant	nicht relevant	0,05 Cent/kWh	0,025 Cent/kWh

Quelle: DIHK. Zahlen: netztransparenz.de.

²⁸ http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/Beschlusskammer4/BK4_01_Aktuelles/BK4_Aktuelles_node.html

²⁹ Ausführlichere Informationen zur Berechnung der Umlage finden Sie unter <http://www.netztransparenz.de>.

³⁰ Reduzierter Satz ab 1.000.000 kWh auf Antrag bis 31. März des Folgejahres beim jeweiligen Netzbetreiber.

³¹ Reduzierter Satz ab 1.000.000 kWh auf Antrag bis 31. März des Folgejahres beim jeweiligen Netzbetreiber.

3.5 Umlage Haftungsregelung Offshore-Windparks

Nachdem der Ausbau der Offshore-Windenergie zunächst langsam verlief, hat er nun Fahrt aufgenommen. Bis 2020 wird das Ausbauziel der Bundesregierung von 6,5 GW voraussichtlich überschritten. Ab 2021 soll dann soviel ausgebaut werden, dass 2030 15 GW errichtet sind. 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 sich der Netzbetreiber 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 Offshore³²

	Bis 1.000.000 kWh je Abnahmestelle	Über 1.000.000 kWh ³³	Über 1.000.000 kWh für produzierendes Gewerbe mit Stromkosten größer 4 % des Umsatz ³⁴
Umlage 2013	0,25 Cent/kWh	0,05 Cent/kWh	0,025 Cent/kWh
Umlage 2014	0,25 Cent/kWh	0,05 Cent/kWh	0,025 Cent/kWh
Umlage 2015	-0,051 Cent/kWh	0,05 Cent/kWh	0,025 Cent/kWh
Umlage 2016	0,04 Cent/kWh	0,027 Cent/kWh	0,025 Cent/kWh
Umlage 2017	-0,028 Cent/kWh	0,038 Cent/kWh	0,025 Cent/kWh

Quelle: DIHK. Zahlen: Netztransparenz.de.

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. 2017 beziffern die Übertragungsnetzbetreiber die Haftungsrisiken auf 250 Millionen Euro. Der negative Betrag für die ersten 1.000.000 kWh ergibt sich aus zu viel gezahlter Umlage im vergangenen Jahr.

³² Ausführlichere Informationen zur Berechnung der Umlage finden Sie unter http://www.netztransparenz.de/de/Umlage_17f.htm.

³³ Reduzierter Satz ab 1.000.000 kWh auf Antrag bis 31. März beim jeweiligen Netzbetreiber.

³⁴ Reduzierter Satz ab 1.000.000 kWh auf Antrag bis 31. März beim jeweiligen Netzbetreiber.

3.6 Stromsteuer³⁵

Zum 1. April 1999 wurde die Stromsteuer im Zuge der ökologischen Steuerreform in Deutschland eingeführt. Ihr Aufkommen steht allein dem Bund zu und beträgt rund 7 Mrd. €. 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/kWh³⁶. Dies gilt allerdings nur, wenn die Entlastung den Betrag von 250 Euro im Jahr übersteigt. Dies ist dann der Fall, wenn die volle Stromsteuer den Betrag von 1.001 Euro übersteigen würde. 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).

Energieintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes können außerdem den sog. Spitzenausgleich in Anspruch nehmen. Davon machen nach Angaben der Bundesregierung rund 25.000 Unternehmen Gebrauch. Der Spitzenausgleich berechnet sich nach folgender Formel:

$$\text{Erstatteter Betrag} = (\text{Volle Stromsteuer} - (\text{Rentenversicherungsbeiträge Arbeitgeber Höhe } 20,3\% - \text{Rentenversicherungsbeiträge Arbeitgeber Höhe } 18,7\% - \text{Sockelbetrag von } 1000 \text{ Euro})) * 0,9$$

Die an sich zu zahlende Stromsteuer wird um die 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 Ökosteuern (RV-Beitragssatz vor Einführung der Ökosteuern: 20,3 Prozent); die Differenz aus beiden zuzüglich eines Selbstbehalts/Sockelbetrags von 1.000 Euro wird von der Steuerzahlung abgezogen, der Rest wird zu 90 Prozent erstattet.³⁷ Die Stromsteuer wird bei Befreiungen und Ermäßigungen grundsätzlich erst im Nachhinein erstattet, muss also beim Lieferer erst einmal in vollem Umfang gezahlt werden („Antragsverfahren“).

³⁵ Die in diesem Kapitel aufgeführten Regelungen gelten genauso für Entlastungen von der Energiesteuer.

³⁶ Diese Regelung gilt auch für die Land- und Forstwirtschaft, Teichwirtschaft und Behindertenwerkstätten.

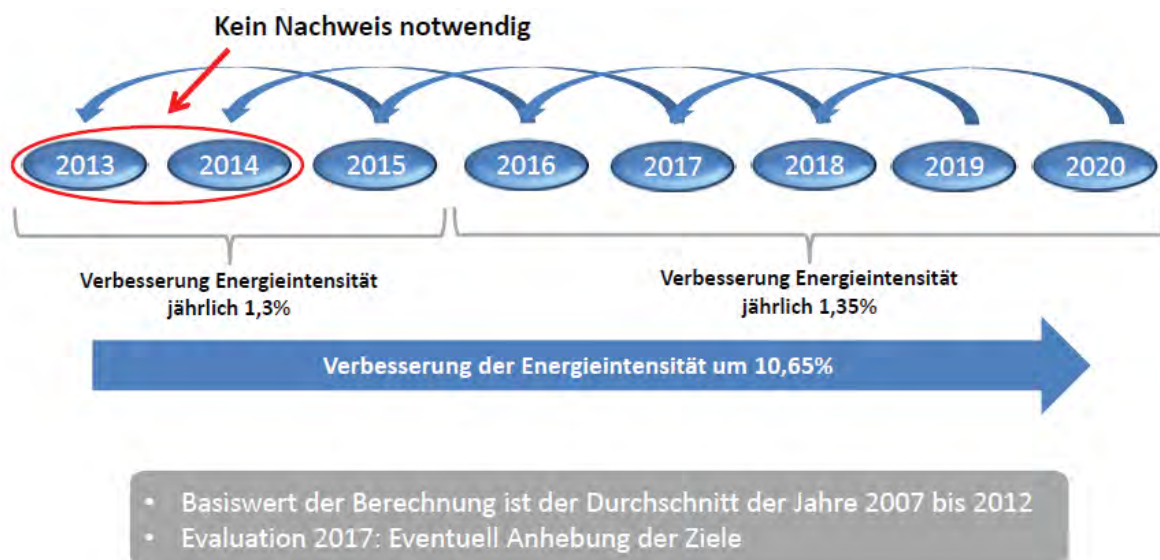
³⁷ Die genaue Stromsteuer kann mithilfe des Energie- und Stromsteuer-Berechnungstools der IHK Lippe berechnet werden: <http://www.detmold.ihk.de/de/innovation-und-umwelt/energie/energie-und-stromsteuer/150/211>

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

Seit 2015 muss die Einführung eines Energie- oder Umweltmanagementsystem abgeschlossen sein. Kleine und mittelständische Unternehmen (KMU) nach EU-Definition³⁸ können alternative Systeme wählen oder Energieaudits nach DIN EN ISO 16247-1 durchführen.

Abbildung 16: Nachweisführung Energieintensität Spitzenausgleich



Quelle: DIHK.

b. Verringerung der Energieintensität

Seit 2015 muss die Gesamtheit aller produzierenden Unternehmen einen Zielwert für die Verringerung der Energieintensität³⁹ von 1,3 Prozent gegenüber dem Durchschnittswert der Jahre 2007 bis 2012 nachweisen. Der Nachweis erfolgt mit einem Zeitverzug von zwei Jahren, so dass 2017 auf den Wert von 2015 geschaut wird. Seit 2016 gilt der Wert von 1,35 Prozent und wird mit zwei Jahren Zeitverzug für den Spitzenausgleich 2018 relevant. Ob das produzierende Gewerbe den jeweiligen Wert erreicht hat, wird von einem Institut auf Basis von Daten des Statistischen Bundesamtes ermittelt. Der Spitzenausgleich wird 2017 gewährt, da das produzierende Gewerbe 2015 den Wert von 1,3 Prozent übertroffen hat.

³⁸ KMU nach EU-Definition: Unternehmen mit unter 250 Mitarbeitern und 50 Millionen Euro Umsatz.

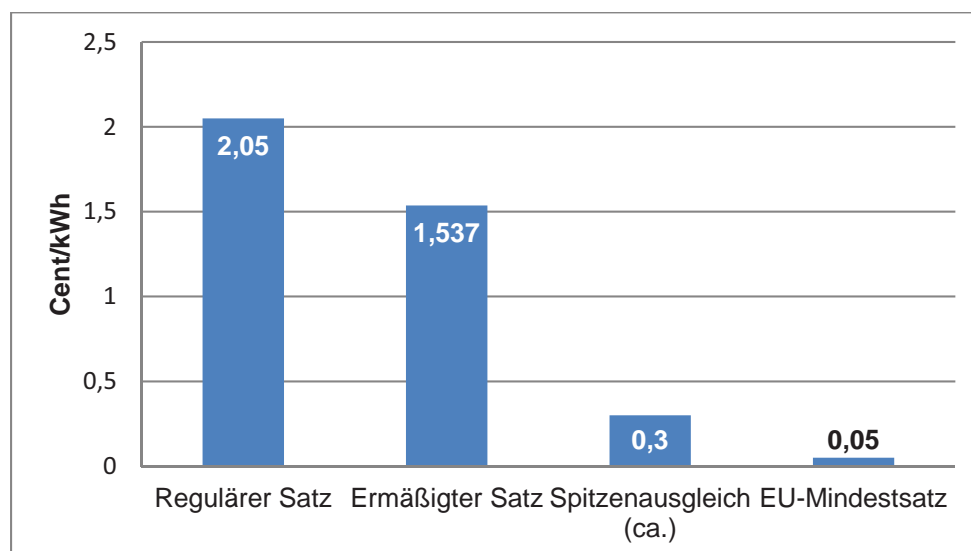
³⁹ Energieintensität ist eine Kennzahl für den Energieeinsatz im Verhältnis zum Output. Um sie zu verbessern, kann entweder der Output erhöht und der Energieeinsatz konstant gehalten werden oder der Energieeinsatz sinkt bei konstantem Output.

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.

Das Bundeskabinett hat am 6. Januar bestätigt, dass die Unternehmen des produzierenden Gewerbes den notwendigen Zielwert für eine Reduzierung ihrer Energieintensität erreicht haben. Grundlage der Kabinettsentscheidung ist ein Bericht des Rheinisch-Westfälischen Instituts für Wirtschaftsforschung (RWI). Der Zielwert zur Reduktion der Energieintensität beträgt im für das Antragsjahr 2016 maßgeblichen Bezugsjahr 2014 2,6 Prozent gegenüber dem sogenannten Basiswert der jahresdurchschnittlichen Energieintensität in den Jahren 2007 bis 2012. Das RWI kommt in seinem Bericht zu dem Ergebnis, dass die tatsächliche Reduktion 2014 8,9 Prozent gegenüber dem Basiswert betrug. Der Spitzenausgleich wird somit auch im Jahr 2016 in voller Höhe gewährt.

Der Spitzenausgleich ist seit Anfang 2013 zudem an den unternehmensindividuellen Nachweis besonderer Anstrengungen bei der Reduzierung der Energieintensität gekoppelt: Gemäß § 55 Energiesteuergesetz und § 10 Stromsteuergesetz ist die Einführung und der Betrieb eines Energie- oder Umweltmanagementsystems bzw. eines Energieaudits erforderlich.

Abbildung 17: Stromsteuersätze



Quelle: DIHK.

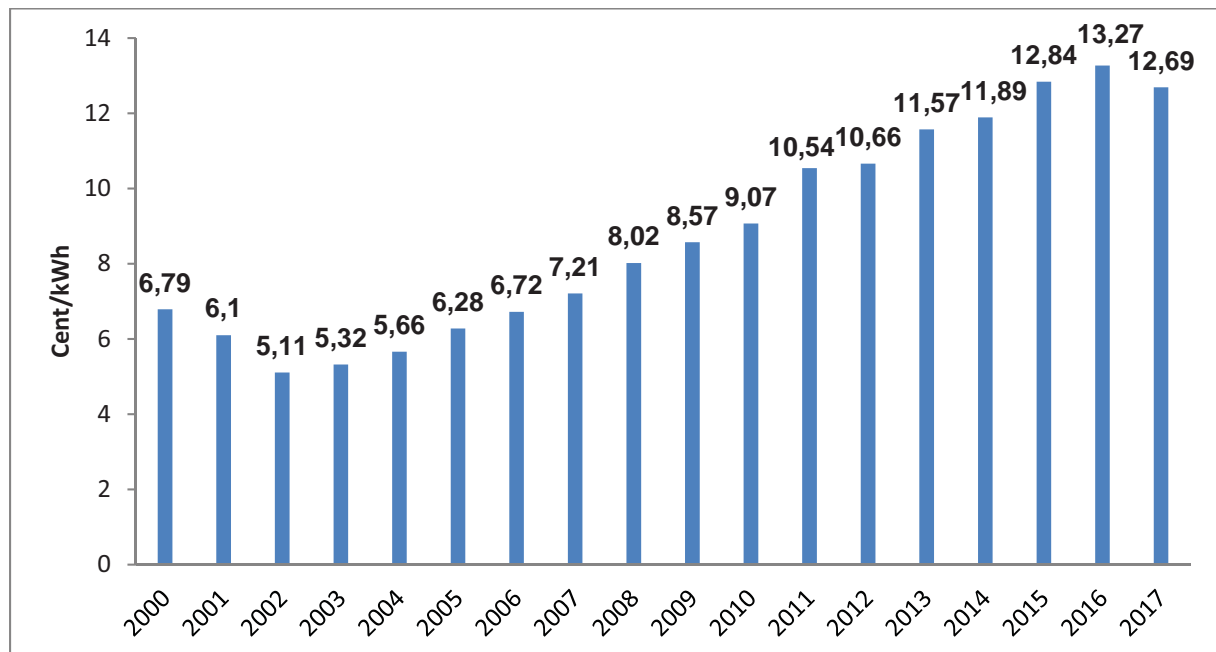
Von der EU gibt es die Vorgabe, dass alle Mitgliedstaaten einen Mindeststeuersatz für die Stromsteuer in Höhe von 0,05 Cent/kWh eingeführt haben müssen. Der deutsche Regelsteuersatz liegt 40 Mal höher und selbst Unternehmen, die den Spitzenausgleich in Anspruch nehmen können, bezahlen deutlich mehr.

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 zum Bau und zum Betrieb von Strom-, Gas-, Fernwärme und Wassernetzen eine sog. Konzessionsabgabe zu erheben. Die Konzessionsabgabenverordnung legt fest: Bei **Sondervertragskunden**⁴⁰, wozu Industriebetriebe zählen, darf die Konzessionsabgabe Strom 0,11 Cent/kWh nicht übersteigen.

Der Unterschied zwischen Sondervertragskunden und normalen Kunden (sog. Tarifikunden) 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 18: Entwicklung Grenzpreis Konzessionsabgabe



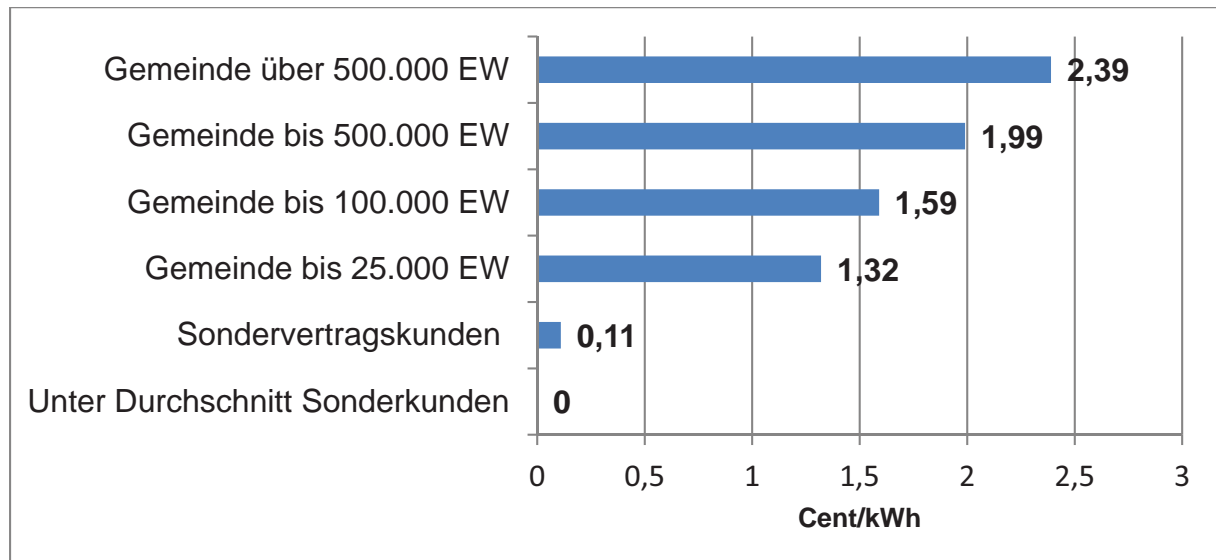
Quelle: Eigene Darstellung. Zahlen Statistisches Bundesamt.

⁴⁰ Sondervertragskunden sind nach Definition der Konzessionsabgabenverordnung (KAV) Kunden, die nicht Tarifikunden sind. Voraussetzung dafür: Ein Jahresstromverbrauch von mindestens 30.000 kWh, eine Jahreshöchstleistung von 30 kW an mindestens zwei Monaten eines Jahres und eine 1/4-Leistungsmessung.

Daneben gibt es einen Grenzpreis für die Zahlung von Konzessionsabgaben Strom, den das Statistische Bundesamt errechnet. Er liegt 2017 bei 12,69 Cent/kWh, ein Rückgang um gut 4 Prozent gegenüber 2016. Maßgeblich ist der Durchschnittserlös für das Jahr 2015 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.

Für **Tarifikunden** 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.

Abbildung 19: Konzessionsabgabe für Tarifikunden



Quelle: Eigene Darstellung. Zahlen Konzessionsabgabenverordnung.

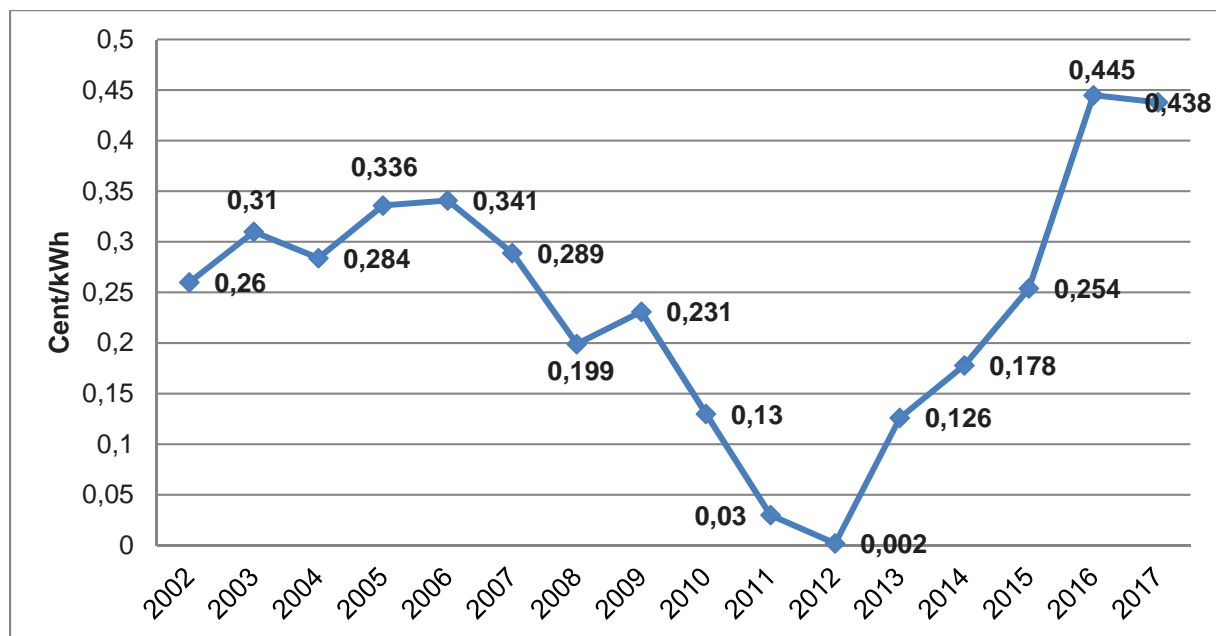
3.8 KWK-Umlage

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.

Zum 1. Januar 2017 wurde das erst im letzten Jahr novellierte KWK-Gesetz erneut geändert. Die Förderung für Strom, der ins öffentliche Netz eingespeist wird, wurde 2016 deutlich angehoben. Gleichzeitig wurde die Förderung für selbst erzeugten und verbrauchten Strom deutlich gesenkt bzw. gestrichen. Der bisherige Förderdeckel wurde von 750 Mio. auf 1,5 Mrd. Euro

angehoben. Neben der Stromerzeugung werden durch das KWKG auch der Wärmenetzausbau und Errichtung von Wärmespeichern gefördert. Wichtigste Änderung der aktuellen Novelle: Anlagen zwischen 1 und 50 MW müssen sich in Ausschreibungen um eine Förderung bewerben. Zudem erhalten nur noch Unternehmen mit einem Begrenzungsbescheid nach EEG (s. folgendes Kapitel) eine Reduzierung bei der KWK-Umlage.

Abbildung 20: Entwicklung des KWK-Aufschlags



Quelle: Eigene Darstellung. Zahlen von netztransparenz.de. Ab 2016 für die ersten 1.000.000 kWh.

Insgesamt werden 2017 1,168 Mrd. Euro auf die Stromkunden gewälzt. In diesem Betrag ist ein Nachholbetrag für 2015 in Höhe von 148 Millionen Euro enthalten. Für die ersten 1.000.000 kWh müssen Stromverbraucher 2017 einen Aufschlag von 0,438 Cent/kWh auf die Netzentgelte bezahlen. Die leichte Reduktion gegenüber dem Vorjahr ergibt sich aus der Streichung der Reduzierung für die allermeisten Unternehmen. 2017 müssen Unternehmen, die 2016 über 1.000.000 kWh verbraucht haben, für diese Strommengen 0,08 Cent/kWh bezahlen. 2018 dann 0,16 und ab 2019 die volle KWK-Umlage. Strommengen, die bisher 0,03 Cent/kWh bezahlten (Stromkosten am Umsatz über 4 Prozent), werden 2017 mit 0,06 und 2018 mit 0,12 Cent belastet. Ab 2019 muss auch hier die volle Umlage entrichtet werden.⁴¹

Für besonders stromintensive Unternehmen wird die KWK-Umlage analog zur EEG-Umlage begrenzt. Der Mindestsatz beträgt abweichend vom EEG 0,03 Cent/kWh, in der Regel werden

⁴¹ Zahlen von www.netztransparenz.de. Höhe der Aufschläge für 2017 ist gesetzlich bestimmt.

15 Prozent der Umlage fällig. Zudem muss dafür die Strommenge des vergangenen Jahres bis 31. März an den Netzbetreiber gemeldet werden.

3.9 EEG-Umlage

Die EEG-Umlage beträgt 2017 6,88 Cent/kWh nach 6,354 Cent 2016. Der Umlagebetrag, also sämtliche EEG-bedingten Kosten abzüglich der Erlöse durch den Verkauf des grünen Stroms, erreicht damit knapp 24 Mrd. Euro (sog. Differenzkosten). Im Jahr 2000 war das EEG mit Differenzkosten von 0,7 Mrd. Euro gestartet.⁴² Die EEG-Umlage ist mit weitem Abstand die größte staatlich verursachte Belastung des Strompreises. Allein seit 2012 ist sie um 90 Prozent 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.

Abbildung 21: Entwicklung der EEG-Umlage



Prognose der EEG-Umlage 2017 nach AusgIMechV

Quelle: netztransparenz.de.

⁴² Ausführlich zur Entwicklung der Differenzkosten, der Vergütungszahlungen an Anlagenbetreiber und der unter EEG-Regime erzeugten Strommengen: Bundestagsdrucksache 18/242.

Der Anstieg der Umlage beträgt rund 8,3 Prozent oder 0,526 Cent/kWh. Die Kernumlage (ohne Liquiditätsreserve und Überschuss EEG-Konto) würde bei 7,015 Cent/kWh liegen. Der geringere tatsächliche Umlagebetrag erklärt sich durch Überschüsse auf dem EEG-Konto und durch das Abschmelzen der Liquiditätsreserve.

Die Übertragungsnetzbetreiber gehen von folgenden Annahmen für die Berechnung der Umlage 2017 aus:

- Der gesamte Vergütungsanspruch aller Anlagen beträgt 29,5 Mrd. Euro.
- Es kommt zu einem Anstieg der EEG-geförderten Stromerzeugung von 11 TWh. Im kommenden Jahr sollen dann rund 187 TWh erzeugt und über das EEG vergütet werden.
- Die Mehreinspeisung geht vor allem auch auf einen Zubau an Anlagen zurück. So sollen 2017 rund 3.200 MW Wind an Land, 1.120 MW PV und 854 MW Wind auf See zugebaut werden.
- Die Erlöse durch die Vermarktung des Stroms bringen rund 4,6 Mrd. Euro.
- Von der EEG-Kernumlage entfallen 2,646 Cent auf PV, 1,798 Cent auf die Biomasse, 1,518 Cent auf Wind an Land und 0,926 Cent auf Wind auf See.
- Die Verwendung des Überschusses auf dem EEG-Umlagekonto (Stand Ende September 2016 knapp 2 Mrd. Euro) senkt die EEG-Umlage für 2016 um 0,559 Cent/kWh.
- Die Liquiditätsreserve, mit der die ÜNB Schwankungen auf dem EEG-Konto ausgleichen, liegt 2017 bei sechs Prozent, gegenüber zehn Prozent 2016. Ihr Anteil an der EEG-Umlage beträgt 0,424 Cent pro Kilowattstunde.

Abbildung 22: EEG-Kernumlage nach Technologien

	Photovoltaik	Biomasse	Wind an Land	Wind auf See	Sonstige
Spezifische EEG-Umlage	2,646 Cent/kWh	1,798 Cent/kWh	1,518 Cent/kWh	0,926 Cent/kWh	0,137 Cent/kWh
Anteil an EEG-Umlage	38%	26%	22%	13%	2%
Auszahlungen an Anlagebetreiber (Mrd. Euro)	10,1	6,8	5,7	3,2	0,6
Stromerzeugung in TWh	36,6	40,8	82	20	7,9
Anteil an EE-Stromerzeugung	19,5%	21,8%	43,8%	10,7%	4,2%
Stromerzeugung in TWh je Mrd. Euro ⁴³	3,6	6	14,4	6,25	13,2

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung auf Basis der Zahlen von netztransparenz.de.

Weitere Entwicklung der EEG-Umlage

Agora Energiewende geht davon aus, dass die EEG-Umlage ab Mitte der 2020er Jahre dauerhaft sinken könnte. 2023 könnte der Gipfelpunkt der EEG-Umlage mit 7,6 Cent/kWh erreicht sein. Bis 2035 könnte die Umlage mit 4,4 Cent deutlich unter dem heutigen Wert von 6,88 Cent/kWh gefallen sein – bei gleichzeitigem Anteil von 60 Prozent Grünstrom. Die Studie rechnet am Gipfel mit einem Vergütungsanspruch aus EEG-Anlagen von etwa 32 Mrd. Euro. Eingangsparameter der Studie waren gleichbleibende Strompreise, gleichbleibender Stromverbrauch ab 2019 sowie der Status quo bei der Besonderen Ausgleichsregel. Für die erneuerbaren Energien wurden stetig leicht sinkende Stromgestehungskosten unterstellt.⁴⁴

⁴³ Zu beachten ist, dass z. B. bei PV-Neuanlagen die Stromerzeugung je Mrd. Euro aufgrund der massiv gesunkenen Einspeisevergütungen deutlich größer ist.

⁴⁴ Agora Energiewende (2015): Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035. http://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2015/EEG-Kosten-bis-2035/Agora_EEG_Kosten_2035_web_05052015.pdf

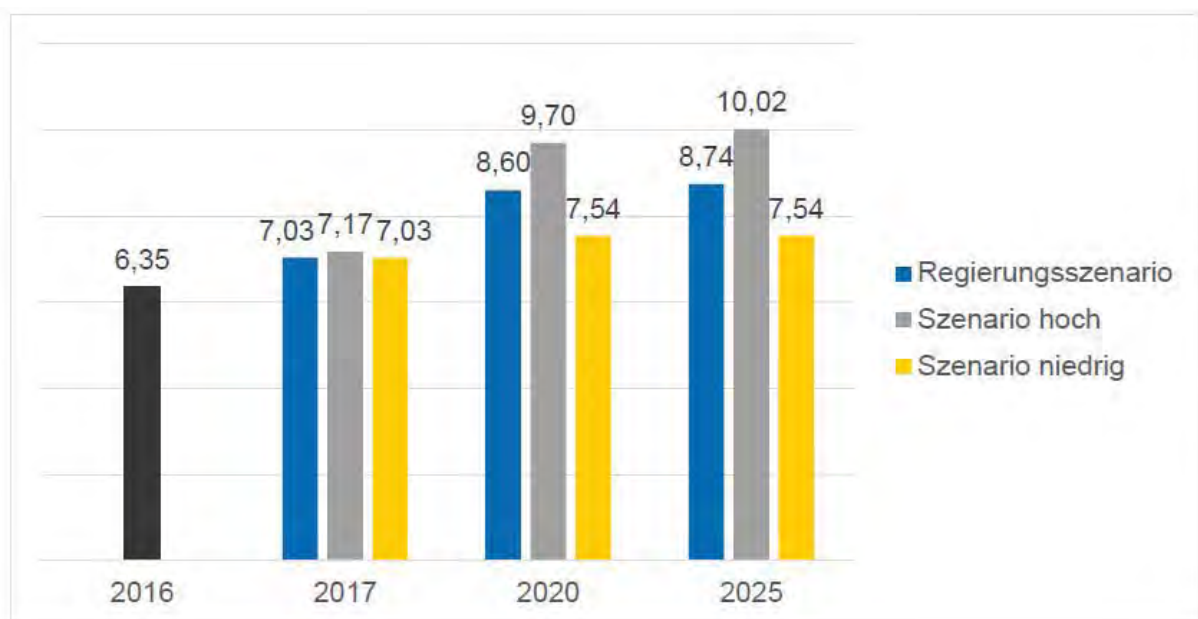
Abbildung 23: Mögliche Entwicklung der EEG-Umlage bis 2035



Quelle: Öko-Institut (2015): Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.

Laut einer Studie des Instituts der deutschen Wirtschaft (IW) wird die EEG-Umlage zwischen 7,5 und 10,2 Cent/kWh im Jahr 2025 liegen. Die EEG-Differenzkosten bewegen sich zwischen 25 und 33 Mrd. Euro. Bei Wind an Land und Solarenergie macht sich hingegen das ab 2020 einsetzende Ausscheiden von Altanlagen aus der Förderung bemerkbar. So steigen bei Wind an Land die Fördersummen bis 2020 zwar noch um 1,1 Milliarden Euro, gehen dann aber um 300 Millionen Euro bis 2025 zurück.

Abbildung 24: Mögliche Entwicklung der EEG-Umlage bis 2035



Quelle: Institut der Deutschen Wirtschaft (IW) (2016): EEG 2017: Eine Kostenabschätzung.

Neben der EEG-Umlage müssen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) seit 2015 am 15. Oktober auch ihre Mittelfristprognose abgeben. Sollte die Stromerzeugung aus EEG-geförderten Anlagen tatsächlich von 187 TWh auf 224 TWh im Jahr 2021 steigen, könnte die Marke von 40 Prozent erneuerbaren Energien am Stromverbrauch bis 2021 geknackt werden. Laut EEG 2014 soll ein Wert zwischen 40 und 45 Prozent Grünstrom erst 2025 erreicht sein. Die ÜNB rechnen mit einem Anstieg der Förderansprüche auf 29,1 Mrd. Euro (vermiedene Netzentgelte sind abgezogen). Besonders deutlich fällt im relativen und absoluten Vergleich der Anstieg bei Wind auf See aus. Hier steigen die Ansprüche um 1,7 Mrd. Euro oder rund 50 Prozent.⁴⁵ Wie hoch die EEG-Umlage 2021 ausfällt, wird nicht vorhergesagt, dazu müssten auch andere Parameter wie Stromabsatz an Letztverbraucher oder Höhe der Vermarktungserlöse prognostiziert werden.

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 2014 neu gefasst. Neben Unternehmen des produzierenden Gewerbes können nur Schienenbahnen die Regelung in Anspruch nehmen. Es sind aber nicht alle Unternehmen des produzierenden Gewerbes antragsberechtigt. Vielmehr sind im EEG 2014 zwei Listen mit Branchencodes enthalten. Branchen, die dort nicht gelistet sind, können die Besondere Ausgleichsregel nicht beantragen.

Unternehmen müssen aktuell folgende Nachweise erbringen (§ 63 ff. EEG):⁴⁶

- Der verbrauchte Strom an einer Abnahmestelle muss mindestens 1 GWh betragen.
- Das Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung muss mindestens 17 Prozent (Liste 1) bzw. 20 Prozent (Liste 2) betragen.
- Nachweis eines zertifizierten Energie- oder Umweltmanagementsystems. Bei Unternehmen unter 5 GWh Nachweis eines alternativen Systems zur Verbesserung der Energieeffizienz nach § 3 der Spitzenausgleich-Effizienzsystemverordnung (SpaEfV)

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

- Für den Stromanteil bis 1 GWh muss die volle EEG-Umlage von derzeit 6,354 Cent/kWh bezahlt werden (sog. Selbstbehalt).

⁴⁵ <https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahres-Mittelfristprognosen>.

⁴⁶ Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle hat ein umfangreiches Merkblatt zur Antragsstellung veröffentlicht: http://www.bafa.de/bafa/de/energie/besondere_ausgleichsregelung_eeg/merkblaetter/merkblatt_stromkostenintensive_unternehmen.pdf.

- Für die Strommengen größer 1 GWh wird die Umlage auf 15 Prozent begrenzt.
- Für die Strommenge größer 1 GWh wird die Umlage auf 0,5 Prozent der Bruttowertschöpfung begrenzt, wenn die Stromkostenintensität des Unternehmens mindestens 20 Prozent beträgt (sog. Supercap).
- Für die Strommenge größer 1 GWh wird die Umlage auf 4 Prozent der Bruttowertschöpfung begrenzt, wenn die Stromkostenintensität des Unternehmens weniger als 20 Prozent beträgt (sog. Cap).
- Die Mindestumlage für Strommengen größer 1 GWh beträgt 0,1 Cent/kWh.
- Die Mindestumlage für Strommengen größer 1 GWh beträgt 0,05 Cent/kWh, wenn ein Unternehmen einer Branche mit der laufenden Nummer 130,131 oder 132 angehört (NE-Metalle).

Härtefall- und Verdoppelungsregelung

Unternehmen der Liste 1 und 2, die 2014 in der Besonderen Ausgleichsregel waren, aber nicht die Marke von 20 Prozent Stromkostenintensität überspringen, sind in der sog. Härtefallregelung und müssen 20 Prozent EEG-Umlage bezahlen. Gleiches gilt für Unternehmen, die 2014 in der Besonderen Ausgleichsregel waren, aber keiner nach dem EEG 2014 antragsberechtigten Branche angehören. Unternehmen der Liste 1, die 2014 in der Besonderen Ausgleichsregel waren, aber nicht die Marke von 17 Prozent Stromkostenintensität überspringen, sind in der sog. Verdoppelungsregel. Ihre EEG-Umlage verdoppelt sich jedes Jahr bis der volle Satz erreicht ist. Ab 2019 muss die volle EEG-Umlage bezahlt werden.

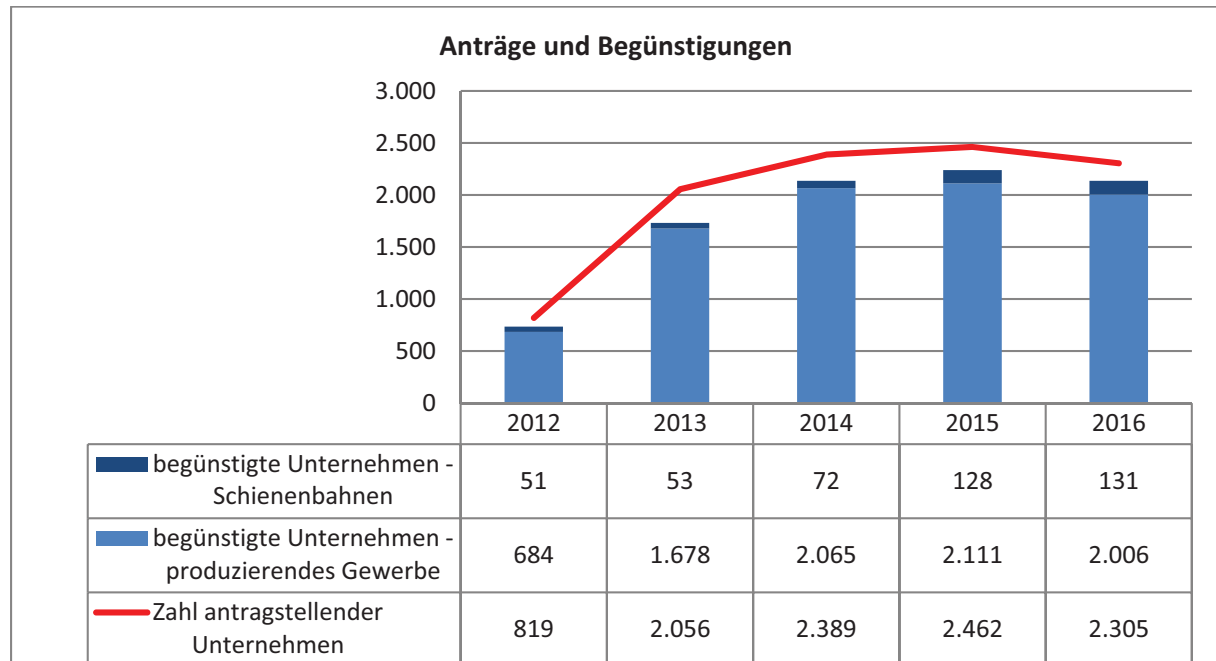
Entwicklung der Anträge und Bewilligungen

Die Zahl der bewilligten Abnahmestellen nahm trotz der Einschränkungen für das produzierende Gewerbe um gut vier Prozent zu. Dies ist vor allem auf die Absenkung des Schwellenwertes für Schienenbahnen von 10 auf 2 GWh zurückzuführen.

Nach 5,1 Mrd. 2014 sank das Entlastungsvolumen 2015 auf 4,8 Mrd. und 4,7 Mrd. Euro im vergangenen Jahr. Rein rechnerisch wurde die EEG-Umlage 2011 mit 0,64 und 2016 mit 1,33 Cent/kWh belastet. Zu der fiktiven Berechnung der EEG-Umlage bei einer Gleichverteilung schreibt das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Bafa): „Die mit 4,7 Mrd. Euro berechnete Entlastungswirkung berücksichtigt im Übrigen nicht, dass energieintensive Unternehmen mit Energieeffizienzmaßnahmen und/oder Produktionsverlagerung reagieren würden, falls sie die volle EEG-Umlage zahlen müssten. Anders ausgedrückt: Müssten diese Unternehmen die volle Umlage zahlen, würde der Stromverbrauch in Deutschland sinken (im Falle

von Produktionsverlagerungen spürbar), so dass die EEG-Differenzkosten auf einen geringeren Stromverbrauch umgelegt und die Umlage entsprechend höher ausfallen müsste. Bei der hier vorgenommenen Modellberechnung handelt es sich folglich um einen statischen Ansatz, der die tatsächliche Entlastungswirkung überschätzt.“⁴⁷

Abbildung 25: Entwicklung der Bewilligungen



Quelle: Eigene Darstellung. Zahlen Bafa.

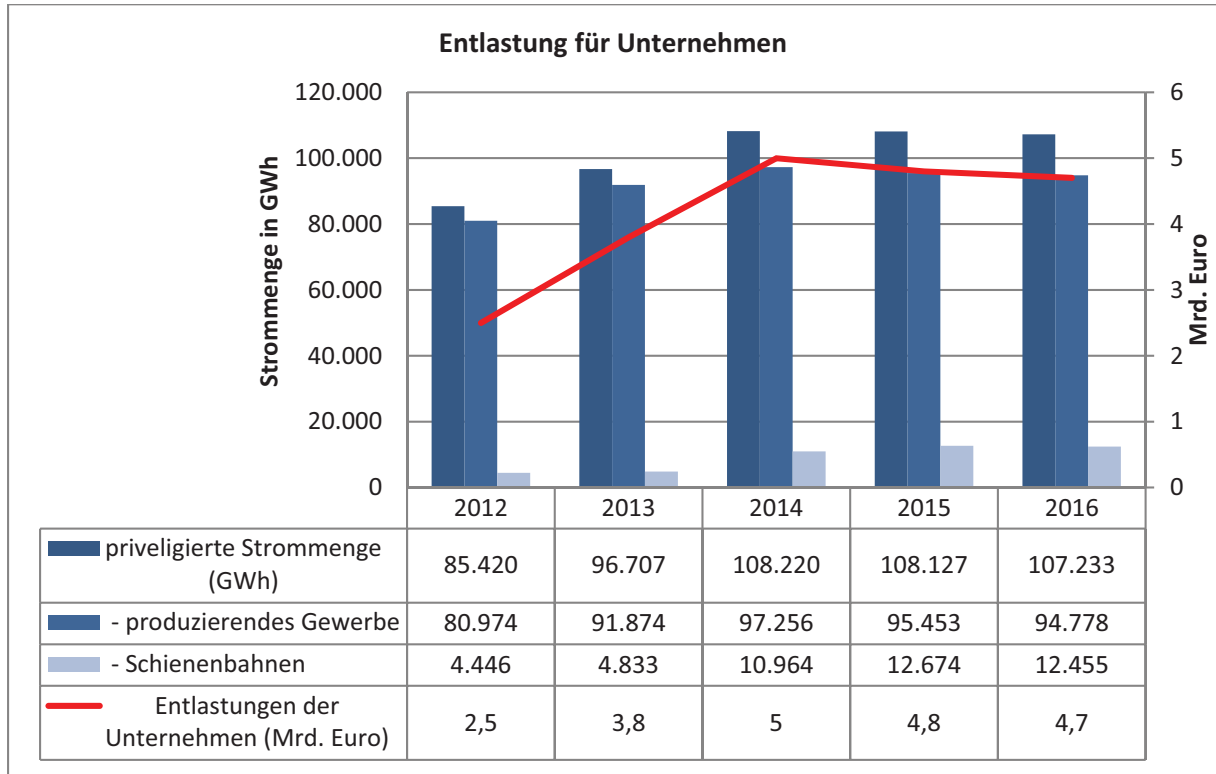
Die privilegierte Strommenge ist im Vergleich 2015 und 2016 leicht gesunken. Verändert haben sich aber die Anteile von Industrie und Schienenbahnen: 2012 wiesen letztere noch einen Anteil von 5 Prozent an der Strommenge auf. 2016 lag der Anteil dagegen bei rund 12 Prozent. Grund hierfür ist neben der rückläufigen Strommenge des produzierenden Gewerbes die Ausweitung der Regelung im Bereich der Schienenbahnen.

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 6,7 Mrd. Euro deutlich über ein Viertel der Kosten. Die gesamte Wirtschaft sogar über 50 Prozent. Die These, dass alleine die Privathaushalte die Energiewende schultern müssten, ist

⁴⁷ Bafa: Die Besondere Ausgleichsregelung im Begrenzungsjahr 2016.

also falsch. Zudem sind nur rund vier Prozent der Industriebetriebe in der Besonderen Ausgleichsregel.

Abbildung 26: Entlastungswirkung für Unternehmen



Quelle: Eigene Darstellung. Zahlen Bafa.

Abbildung 27: EEG: Welche Lasten trägt die Industrie 2016?

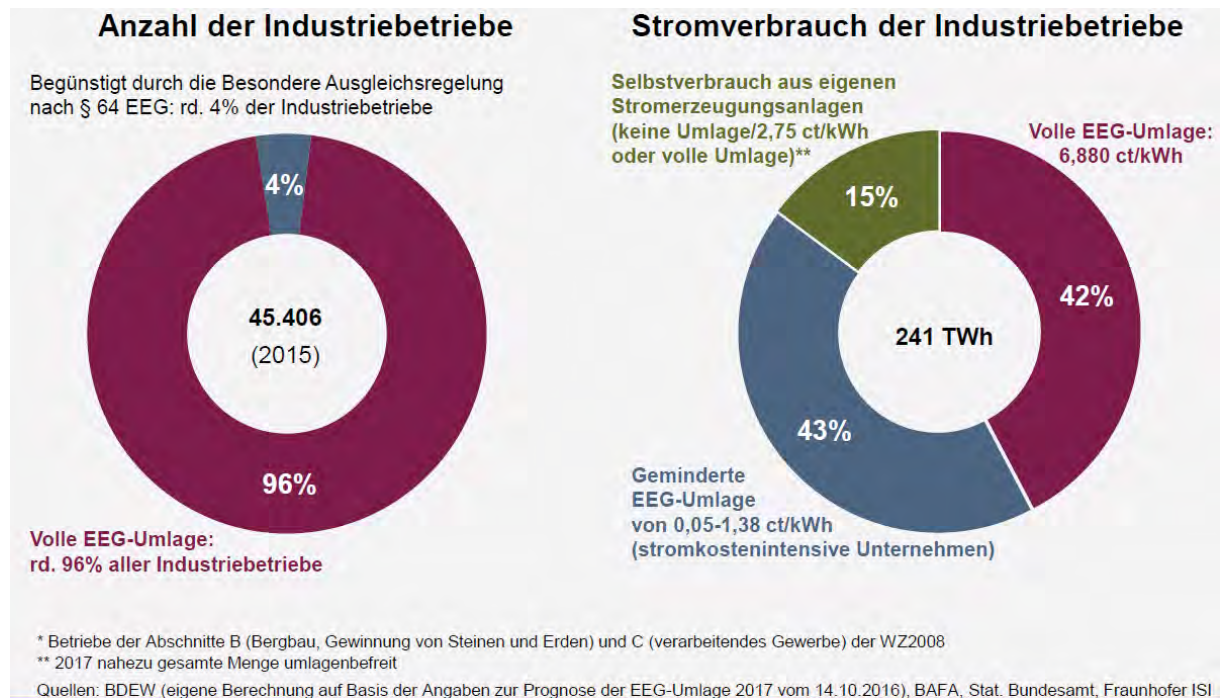
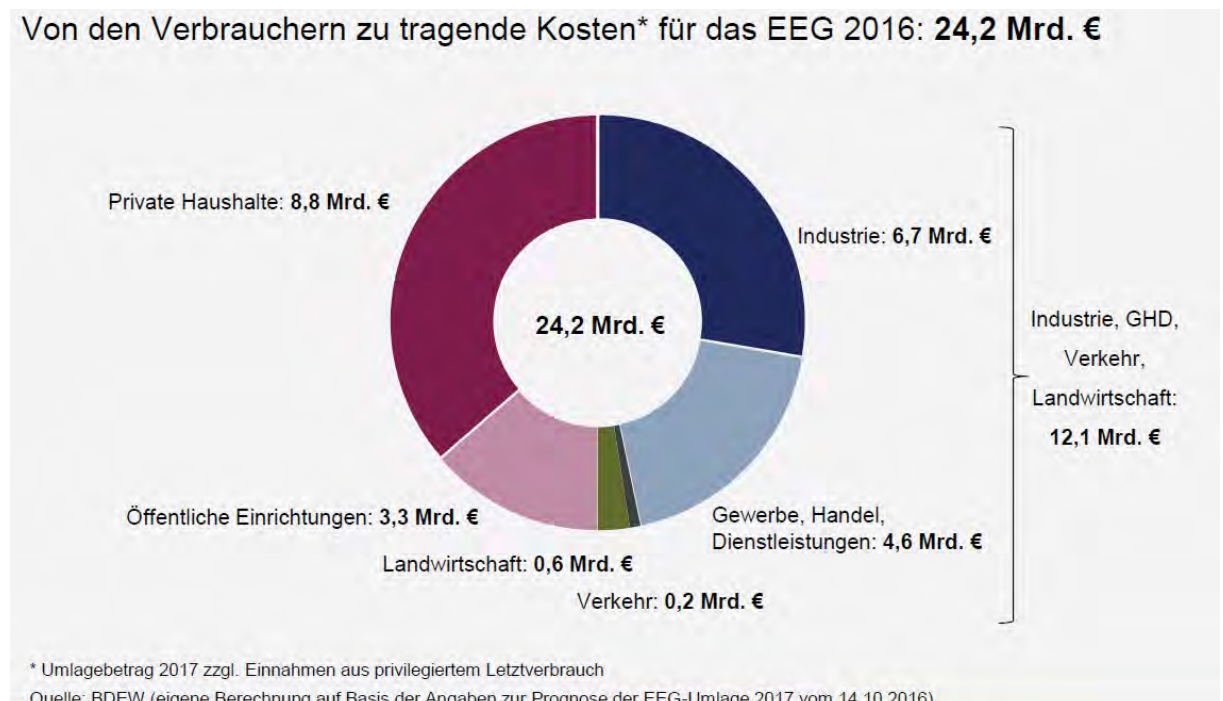


Abbildung 28: EEG: Welche Gruppe bezahlte 2016 was?



3.10 Umlage für abschaltbare Lasten

Abschaltbare Lasten sind im Sinne der entsprechenden Verordnung (AbLaV) eine oder mehrere Anlagen zum Verbrauch elektrischer Energie (Verbrauchseinrichtungen), die sich sofort bzw. schnell abschalten lassen. Die Verbrauchsleistung muss auf Anforderung der Betreiber von Übertragungsnetzen zuverlässig um eine bestimmte Leistung reduziert werden (Abschaltleistung). Dazu kommen mehrere technische Anforderungen: So muss die abschaltbare Mindestleistung 10 MW betragen. D. h., nur größere Stromverbraucher können an der AbLaV partizipieren. Mit der Verordnung soll sichergestellt werden, dass in Knappheitszeiten rasch große Stromnachfrager vom Netz genommen werden können, um die Netzstabilität zu gewährleisten. 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 gab es bis Ende 2015 eine einheitliche Umlage für sämtliche kWh. Ab dem 1. Januar 2014 wurde die Umlage zum ersten Mal erhoben und betrug 0,009 Cent/kWh. 2015 lag sie bei 0,006 Cent/kWh. Nachdem sie 2016 nicht erhoben wurde, wird sie 2017 mit einem Betrag von 0,006 Cent/kWh wieder eingeführt.

3.11 Stromrechnung eines bayerischen Industrieunternehmens von 2012 bis 2017 mit zwei Abnahmestellen

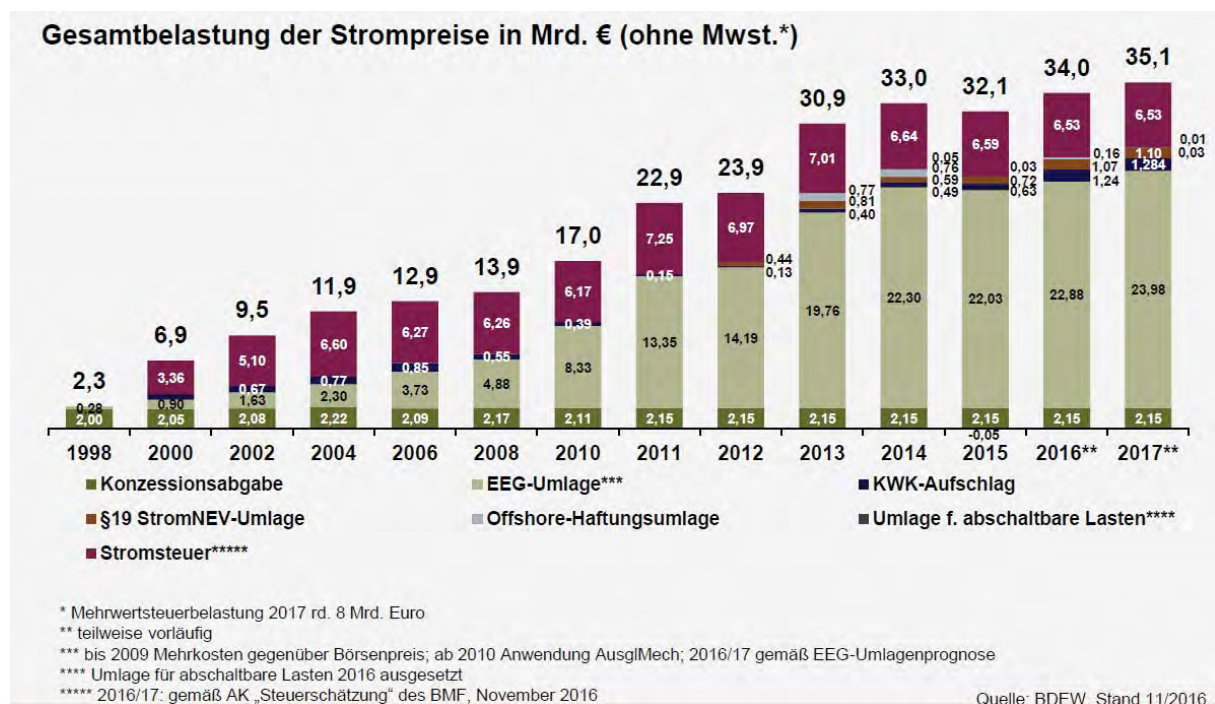
	kWh	2012 cent/kWh	2012 €	2015 Cent/kWh	2015 €	2017 cent/kWh	2017 €	2012/2017 in €	2012/2017 in %
Jahresbezug	2.000.000								
HT	1.000.000	6,8255	68.255	4,458	44.580	3,858	38.580		
NT	1.000.000	5,1346	51.346	3,293	32.930	3,858	38.580		
Summe			119.601		77.510		77.160	-42.441	-35,5%
Stromsteuer (ermäßigter Satz)	2.000.000	1,537	30.740	1,537	30.740	1,537	30.740	0	0%
Konzessionsabgabe	2.000.000	0,11	2.200	0,11	2.200	0,11	2.200	0	0%
Netzentgelte	2.000.000	3,3124	66.248	5,241	104.820	6,834	136.680	70.432	106,3%
EEG-Umlage	2.000.000	3,592	71.840	6,17	123.400	6,88	137.600	65.760	91,5%
KWK-Umlage	200.000/2.000.000	0,002	4	0,254	508	0,438	8.760		
	1.800.000	0,05	900	0,051	918				
Summe			904		1.426		8.760	7.856	63,4%
§ 19-Umlage⁴⁸	200.000/2.000.000	0,151	302	0,227	454	0,388	7.760		
	1.800.000	0,05	900	0,482	8.676				
Summe			1.202		9.130		7.760	6.558	278%
Offshore-Haftungsumlage	2.000.000	-	-	-0,051	-1.020	-0,028	-560	-560	-
Umlage abschaltbare Lasten	2.000.000	-	-	0,006	120	0,006	120	120	-
Gesamtsumme	2.000.000	14,6	292.735	17,42	348.326	20	400.460	107.725	+36,8%

⁴⁸ Seit 2015 gilt der reduzierte Satz für die § 19-Umlage erst für Strommengen über 1.000.000 kWh. Desgleichen seit 2016 auch für KWK.

4 Kostenbelastung durch Steuern, staatliche Abgaben und Klimaschutzinstrumente

Die staatlich verursachten Kostenbelastungen sind in den letzten Jahren steil. Sie summieren sich 2017 auf über 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 CO₂-Ausstoß Emissionszertifikate kaufen. Die entstehenden Kosten dafür sind zwar kein direkt sichtbarer Bestandteil des Strompreises, erhöhen aber die Grenzkosten konventioneller Kraftwerke und summieren sich bei einer Strompreisbelastung von ca. 7 Euro/MWh auf insgesamt vier Milliarden Euro.⁴⁹ Weitere Steigerungen v. a. der EEG-Umlage sind mit dem Ausbau erneuerbarer Energien absehbar.

Abbildung 29: Entwicklung der Steuern und Abgaben seit 1998



Quelle: BDEW.

⁴⁹ Energieintensive Unternehmen können zum Ausgleich der Kosten der Emissionszertifikate eine sog. Strompreiskompensation erhalten.

5 Was sollte der Staat tun?

Die staatlich verursachten Belastungen haben im vergangenen Jahrzehnt die Strompreise deutlich steigen lassen. Die Strompreise sind für viele Unternehmen eine starke Belastung für ihre Wettbewerbsfähigkeit. 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:⁵⁰

- **Den europäischen Strombinnenmarkt vollenden:**

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 können Stromkunden von einem vollendeten Binnenmarkt in der Größenordnung 16 bis 40 Mrd. Euro profitieren.

- **Dem Netzausbau keine Steine mehr in den Weg legen:**

Richtig ist: Der Netzausbau verursacht Kosten. Richtig ist aber auch: Ein schleppender Netzausbau ist noch teurer. So könnten sich die Kosten für den Eingriff in die Fahrpläne von Kraftwerken und die Abregelung erneuerbarer Energien bis 2025 auf 5 Mrd. Euro erhöhen. Jedes Jahr, in dem die Netze schneller fertig werden, spart Bürgern und Unternehmen also viel Geld. Daher sollte die Politik den Netzausbau nicht länger verzögern.

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

Die Förderung erneuerbarer Energien sollte stufenweise so rasch wie möglich auslaufen. Bis dahin sind Ausschreibungen ein geeignetes Mittel für mehr Kosteneffizienz der Förderung. Klar ist: Die bereits aus den letzten Jahren aufgelaufenen Belastungen aus dem EEG entfallen dadurch nicht.

- **Stromsteuer deutlich senken:**

Das Nebeneinander von CO₂-Emissionszertifikatehandel, Erneuerbare-Energien-Gesetz, Energieeffizienzvorgaben, Stromsteuer und andere Abgaben 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

⁵⁰ Zur energiepolitischen Positionierung des DIHK: <http://www.dihk.de/themenfelder/innovation-und-umwelt/energie/energiewende/positionen>.

Mindestmaß von 0,05 Cent/kWh gibt es Spielraum für eine deutliche Absenkung. Dadurch könnten bei Unternehmen und öffentlicher Hand auch erhebliche Bürokratiekosten eingespart werden, weil der Aufwand für die Nachweiserbringung wegfiel. Würde die Stromsteuer auf das Mindestmaß gesenkt, könnte das BIP um etwa 5,1 Mrd. Euro steigen.⁵¹

- **Keine neuen Umlagen einführen, keine Verschiebung von Kosten in Netzentgelte:** Mit der Umlage der Vergütung abschaltbarer Lasten wurde 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 Kapazitäts- und Klimareserve genauso wie für die Kosten der Erdverkabelung im Übertragungsnetz. Die Kosten für die Energieversorgung sollten transparent sein. KWK- und Offshore-Haftungsumlage sollten so rasch wie möglich auslaufen.
- **Ausgleichsregelungen für Unternehmen im internationalen Wettbewerb sind notwendig – Konzentration auf Besondere Ausgleichsregel zu kurz gesprungen:** Der Wirtschaftsstandort Deutschland profitiert davon, dass die ganze Bandbreite industrieller Wertschöpfung vorhanden ist (sog. Lange Wertschöpfungsketten). Solange in Deutschland die Strompreise signifikant höher sind als im Ausland, sind Ausnahmeregelungen notwendig. Welche Ausnahmen in welchem Umfang mit welchen Schwellenwerten gewährt werden, ist Sache der Politik. Die Sonderregelungen sind so auszugestalten, dass Härtefälle, insbesondere im Mittelstand, vermieden werden. Würden sämtliche Privilegien abgeschafft, betrüge der negative Effekt für das deutsche BIP 10 Mrd. Euro im Jahr 2020.⁵² Eine Konzentration der Ausgleichsregelungen auf die Besondere Ausgleichsregel des EEG, wie jetzt bei der KWK-Umlage geschehen, ist zu kurz gesprungen.

⁵¹ Ecofys, ISI (2015): Stromkosten der energieintensiven Industrie. Ein internationaler Vergleich.

⁵² Ecofys, ISI (2015): Stromkosten der energieintensiven Industrie. Ein internationaler Vergleich.

6 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 lohnen sich daher in jedem Fall.

Wichtigere Stellschraube ist die Menge. Durch Effizienz- und Einsparmaßnahmen lassen sich die Energiekosten reduzieren. Durch die Einführung von Energiemanagementsystemen und die Durchführung von Energieaudits sind in vielen Unternehmen die Grundlagen hierfür gelegt. 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.⁵³ Die IHK-Organisation hat mit der Bundesregierung und dem Zentralverband des Deutschen Handwerks (ZDH) die Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz⁵⁴ ins Leben gerufen, um die wirtschaftlichen Potenziale einer Effizienzsteigerung noch besser zu erschließen.

Eine von vielen Betrieben genutzte Möglichkeit ist auch die Eigenerzeugung von Strom. Diese ist von staatlich verursachten Belastungen und den Netzentgelten freigestellt. Allerdings fallen seit Sommer 2014 für EE- und KWK-Anlagen 40 Prozent der EEG-Umlage an, andere Anlagen müssen die volle Umlage zahlen. D. h., Strom steht zu reinen Erzeugungskosten, reduzierter EEG-Umlage und den vergleichsweise geringen Netzkosten zur Verfügung, wenn er auf dem Werksgelände oder im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang erzeugt wird. Mit einer teil-

⁵³ Vgl. Hemmnisanalyse der Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz.

⁵⁴ <http://www.mittelstand-energiewende.de>.

weisen Eigenerzeugung sind die Unternehmen besser gegen zu erwartende steigende Strompreise gewappnet. Zudem wird der Einsatz erneuerbarer Energien durch immer weiter fallende Kosten für PV-Anlagen zunehmend interessant. 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.⁵⁵

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. Unternehmen kennen ihren Strom- und Wärmebedarf und können dadurch Eigenerzeugung optimieren.

Lastmanagement in Unternehmen wird generell mit zunehmenden Anteilen schwankender Einspeisung von Wind- und Sonnenstrom interessanter. Die Senkung der Spitzenlast oder die Abflachung von Rampen im Lastprofil können monetäre Vorteile mit sich bringen. Werden z. B. Müllpressen nicht gleichzeitig, sondern nacheinander angefahren, sinkt 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.⁵⁶ Nach Angaben der Dena sind für Unternehmen durch die Teilnahme am Regelenergiemarkt folgende Erlöse möglich:⁵⁷

⁵⁵ Vgl. Faktenpapier Eigenerzeugung und Direktlieferung von DIHK und BSW Solar.

⁵⁶ <http://b2b.dena.de/publikationen/handbuch-lastmanagement.html>

⁵⁷ Dena und Umweltministerium Baden-Württemberg haben einen Erlösrechner für Nachfragerlasten am Regelenergiemarkt veröffentlicht. Er bietet eine Einschätzung der Verdienstmöglichkeiten. <http://www.dsm-bw.de/index.php?id=148>.

Abbildung 30: Verdienstmöglichkeiten durch Teilnahme am Regelenergiemarkt

Verfügbarkeit Schalthäufigkeit	Art	Leistung	Erlöse/Jahr
Geringe Verfügbar- keit, wenige Schaltun- gen im Jahr (Beispiel: 33% verfü- bar, 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% verfü- bar, 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.

Anhang

Die folgenden Aufstellungen wurden von der IHK Schwaben erstellt. Sie finden sie auch auf 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	
Steuerentlastung nach § 9a StromStG	<p>Begünstigte Prozesse</p> <ul style="list-style-type: none"> • die Elektrolyse, • 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, • 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 • chemische Reduktionsverfahren
Auflagen	Unternehmen des produzierenden Gewerbes
Höhe der Vergünstigung	Entlastungssatz: 20,50 EUR/MWh (volle Entlastung)
Antragstellung und Termin	Hauptzollamt Augsburg mit Formular 1452 spätestens bis 31.12. für Vorjahr
Hilfestellung im Download	Link zu Formularcenter der Zollverwaltung, Link zu Info Zollamt zu §9a
Steuerentlastung nach § 9b StromStG	
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 Augsburg mit Formular 1453 spätestens bis 31.12. für Vorjahr
Hilfestellung im Download	Link zu Formularcenter der Zollverwaltung, Link zu Info Zollamt zu §9b
Steuerentlastung nach § 10 StromStG	„Spitzenausgleich“
Auflagen	Unternehmen des produzierenden Gewerbes Seit 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 Augsburg mit Formular 1450 spätestens bis 31.12. für Vorjahr
Hilfestellung im Download	Link zu Formularcenter der Zollverwaltung, Link zu Info Zollamt zu §10 Link zu Stromsteuer-Berechnungstool der IHK Lippe zu Detmold
Energiesteuer	
Höhe	61,35 EUR/1.000 l leichtes Heizöl, 25,00 EUR/1.000 l schweres Heizöl, 5,50 EUR/MWh Erdgas, 60,60 EUR/1.000 kg Flüssiggas
Steuerentlastung nach § 51 EnergieStG	Begünstigte Prozesse 1. a) für 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 Porenbeton-erzeugnissen 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, 1. b) für 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, 1. c) für chemische Reduktionsverfahren, 1. d) gleichzeitig zu Heizzwecken und zu anderen Zwecken als als Heiz- oder Kraftstoff, 2. für die thermische Abfall- oder Abluftbehandlung
Auflagen	Für Unternehmen des produzierenden Gewerbes
Höhe der Vergünstigung	Entlastungssatz: volle Entlastung

Antragstellung und Termin	Hauptzollamt Augsburg mit Formular 1115 spätestens bis 31.12. für Vorjahr
Hilfestellung im Download	Link zu Formularcenter der Zollverwaltung
Steuerentlastung nach § 54 EnergieStG	Begünstigte Prozesse <ul style="list-style-type: none"> • Erzeugung von Wärme, „Verheizen“ • begünstigte Anlagen nach §3 Energiesteuergesetz ortsfeste Anlagen für Stromerzeugung, KWK Gastransport/Gasspeicherung
Höhe der Vergünstigung	Entlastungssatz: 15,34 EUR/1.000 l Heizöl, 1,38 EUR/1 MWh Erdgas, 15,15 EUR/1000 kg Flüssiggas abzgl. 250.-EUR Selbstbehalt
Auflagen	Für Unternehmen des produzierenden Gewerbes
Voraussetzung	Steuerentlastung übersteigt 250.- EUR
Antragstellung und Termin	Hauptzollamt Augsburg mit Formular 1118 spätestens bis 31.12. für Vorjahr
Hilfestellung im Download	Link zu Formularcenter der Zollverwaltung
Steuerentlastung nach § 55 EnergieStG	„Spitzenausgleich“
Höhe der Vergünstigung	Steuermenge nach §54 EnergieStG abzgl. Unterschiedsbetrag in der Rentenversicherung davon 90% ist Rückerstattungsfähiger Höchstbetrag Steueranteil: 5,11 EUR/1.000 l Heizöl, 2,28 EUR/1 MWh Erdgas, 19,89 EUR/1000 kg Flüssiggas
Auflagen	Für Unternehmen des produzierenden Gewerbes Seit 2013: Nachweis Beginn eines Energiemanagementsystems (z.B. ISO 50001) bei KMU (unter 250 MA und unter 50 Mio Umsatz) Energieaudit DIN16247 o- der alternatives System
Voraussetzung	Steuerentlastung übersteigt 750.- EUR
Antragstellung und Termin	Hauptzollamt Augsburg mit Formular 1450 spätestens bis 31.12. für Vorjahr
Hilfestellung im Download	Link zu Formularcenter der Zollverwaltung Link zu Stromsteuer-Berechnungstool der IHK Lippe zu Detmold

Über § 53 und andere Paragraphen gibt es noch weitere Entlastungen, hier sind nur die wichtigsten aufgeführt.

EEG (Erneuerbare Energien Gesetz)	Für 2017
Höhe:	6,88 ct/kWh EEG-Umlage
Besondere Ausgleichsregelung Vergünstigung nach § 63 ff.	Für produzierende, stromintensive Unternehmen mit allen drei Bedingungen: 1. Verbrauch über 1 GWh/a und 2. Unternehmen in stromkosten- (Liste1) oder handelsintensiver (Liste2) Branche lt. Anlage 3. Stromkosten (Durchschnittstrompreis-Verordnung) mindestens 17% (Liste 1) bzw. mindestens 20% (Liste 2) der Bruttowertschöpfung
Auflagen	Bei Stromverbrauch >5 GWh/a ist Nachweis für Energiemanagementsystem ISO 50001 nötig, bei < 5 GWh/a genügt ein alternatives System nach § 3 Spitzenausgleich-Effizienzverordnung
Höhe der Vergünstigung	Bereich 0-1 GWh keine Vergünstigung, d.h. volle EEG-Umlage Bereich >1 GWh 15 % der EEG-Umlage (ab 17 % SKI) Es sind aber weitere Regelungen getroffen, wie z.B. eine Unter- und Obergrenze, Härtefallregelungen
Neuerung 2017	- Anwendungsbereich der BesAr wird zum 1.1.2017 erweitert und kann zukünftig auch von Einzelkaufleuten beantragt werden - Berechnung der Stromkosten (-intensität) über Durchschnittstrompreise
Antragstellung und Termin	BAFA bis 30.Juni für das folgende Jahr. Beispiel: Antrag bis 30.6.16 für EEG-Umlage 2017, Verbrauchszahlen von 2015
Hilfestellung im Download	BAFA Merkblatt und Link zu Berechnung Bruttowertschöpfung und Link zu Infomaterial BAFA

§ 19 StromNEV (Stromnetzentgeltverordnung)	Für 2017	
Höhe:	0,388 ct/kWh bis 1.000.000 kWh/a 0,050 ct/kWh über 1.000.000 kWh/a (siehe Auflagen)	(Gruppe A) (Gruppe B)
1. Reduzierte Umlage	0,025 ct/kWh für über 1.000.000 kWh/a	(Gruppe C)
Voraussetzung	Produzierendes Unternehmen und über 1.000.000 kWh/a und Stromkosten größer als 4 % des Jahresumsatzes im Vorjahr	
Auflagen	1. Für die Vergünstigungen von Gruppe B und C muss bis 31.3. des begünstigten Jahres die bezogene Strommenge des Vorjahrs dem Netzbetreiber gemeldet werden. 2. Für Gruppe C: Testat eines Wirtschaftsprüfers oder vereidigten Buchprüfers nötig	
Antragstellung	Netzbetreiber evtl. über Stromversorger	
2. Reduzierung des Netzentgeltes		
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 Netzentgeltes	8.000 Benutzungsstunden: 10% des Netzentgeltes 7.500 Benutzungsstunden: 15% des Netzentgeltes 7.000 Benutzungsstunden: 20% des Netzentgeltes	
Antragstellung und Termin	Bundesnetzagentur bis 30.09. für laufendes Jahr, Abstimmung mit Netzbetreiber sinnvoll	
3. Atypische Netznutzung		
Voraussetzung	Ein atypischer Netznutzer ist ein Stromverbraucher, dessen Höchstlast vorhersehbar von der Jahreshöchstlast aller Entnahmen der Netzebene abweicht	
Höhe der Umlage	Es ist ein individuelles (reduziertes) Netzentgelt zu bezahlen Ansprechpartner: Stromversorger oder Netzbetreiber	
Antragstellung und Termin	Bundesnetzagentur bis 30.September (rückwirkend), nötig aber erst Vereinbarung mit dem Netzbetreiber	
Hilfestellung im Download	Faktenpapier atypische Netznutzung und Link zu Bundesnetzagentur mit Info und Checkliste	

§ 17 f EnWG (Offshore-Haftungsumlage)	Für 2017
Höhe:	- 0,028 ct/kWh bis 1.000.000 kWh/a 0,038 ct/kWh über 1.000.000 kWh/a (siehe Auflagen)
Reduzierte Umlage	0,025 ct/kWh
Voraussetzung	Über 1.000.000 kWh/a und Stromkosten größer als 4% des Jahresumsatzes
Auflagen	<ol style="list-style-type: none"> 1. Für die Vergünstigung über 1 GWh und die reduzierte Umlage muss bis 31. März des begünstigten Jahres die bezogene Strommenge des Vorjahrs dem Netzbetreiber gemeldet werden. 2. Für die reduzierte Umlage ist ein Testat eines Wirtschaftsprüfers oder vereidigten Buchprüfers nötig
Antragstellung	Netzbetreiber evtl. über Stromversorger

KWK-G Umlage (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz)	Für 2017			
Höhe	0,438 ct/kWh bis 1.000.000 kWh/a			
Reduzierte Umlage	<table style="border: none; width: 100%;"> <tr> <td style="border: none; vertical-align: middle;"> 0,030 ct/kWh für Bereich über 1.000.000 kWh/a (nur mit EEG Begrenzungsbescheid) 0,080 ct/kWh für das Jahr 2017 0,160 ct/kWh für das Jahr 2018 0,438 ct/kWh ab dem Jahr 2019 </td> <td style="border: none; vertical-align: middle; font-size: 2em; padding: 0 10px;">}</td> <td style="border: none; vertical-align: middle;"> Übergangsregelung für ehem. Letztverbrauchergruppe C für Strommengen über 1.000.000 kWh/a </td> </tr> </table>	0,030 ct/kWh für Bereich über 1.000.000 kWh/a (nur mit EEG Begrenzungsbescheid) 0,080 ct/kWh für das Jahr 2017 0,160 ct/kWh für das Jahr 2018 0,438 ct/kWh ab dem Jahr 2019	}	Übergangsregelung für ehem. Letztverbrauchergruppe C für Strommengen über 1.000.000 kWh/a
0,030 ct/kWh für Bereich über 1.000.000 kWh/a (nur mit EEG Begrenzungsbescheid) 0,080 ct/kWh für das Jahr 2017 0,160 ct/kWh für das Jahr 2018 0,438 ct/kWh ab dem Jahr 2019	}	Übergangsregelung für ehem. Letztverbrauchergruppe C für Strommengen über 1.000.000 kWh/a		
Voraussetzung Neu seit 1.1.2017	Über 1.000.000 kWh/a und Vorlage eines EEG-Begrenzungsbescheids nach der BesAr §§ 63 ff. EEG			
Auflagen	<ol style="list-style-type: none"> 1. Für die Vergünstigung über 1 GWh und die reduzierte Umlage muss bis 31.3. des begünstigten Jahres die bezogene Strommenge des Vorjahrs dem Netzbetreiber gemeldet werden. 2. Für die reduzierte Umlage: Testat eines Wirtschaftsprüfers oder vereidigten Buchprüfers nötig 			
Antragstellung	Netzbetreiber			

Bisher erschienen im Rahmen der Reihe Faktenpapiere:

- | | |
|------|---|
| 2012 | Nichtenergetische Rohstoffe |
| 2013 | Unkonventionelles Erdgas in Deutschland |
| 2014 | Emissionshandel
Energieeffizienz |
| 2015 | Atypische Netznutzung
Ausbau der Stromnetze
Eigenerzeugung und Stromdirektlieferung |
| 2016 | Energiespeicher |
| 2017 | Strompreise in Deutschland |