



Office franco-allemand pour la transition énergétique
Deutsch-französisches Büro für die Energiewende

Dieses Dokument ist den Mitgliedern des DFBEW vorbehalten.

HINTERGRUNDPAPIER

Strompreise in Deutschland und Frankreich

Marktstruktur und Preisentwicklung für Stromendkunden

September 2017



Autor: Antoine Chapon, DFBEW
Kontakt: Philipp Stavenhagen, DFBEW
philipp.stavenhagen.extern@bmwi.bund.de

Gefördert durch:

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Gefördert durch:





Disclaimer

Der vorliegende Text wurde durch das Deutsch-französische Büro für die Energiewende (DFBEW) verfasst. Die Ausarbeitung erfolgte mit der größtmöglichen Sorgfalt. Das DFBEW übernimmt allerdings keine Gewähr für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Informationen.

Alle textlichen und graphischen Inhalte unterliegen dem deutschen Urheber- und Leistungsschutzrecht. Sie dürfen, teilweise oder gänzlich, nicht ohne schriftliche Genehmigung seitens des Verfassers und Herausgebers weiterverwendet werden. Dies gilt insbesondere für die Vervielfältigung, Bearbeitung, Übersetzung, Verarbeitung, Einspeicherung und Wiedergabe in Datenbanken und anderen elektronischen Medien und Systemen.

Das DFBEW hat keine Kontrolle über die Webseiten, auf die die in diesem Dokument sich befindenden Links führen. Für den Inhalt, die Benutzung oder die Auswirkungen einer verlinkten Webseite kann das DFBEW keine Verantwortung übernehmen.



Inhaltsverzeichnis

Disclaimer	2
Inhaltsverzeichnis	3
Zusammenfassung	4
Einführung	6
I. Übersicht über Endkundenmärkte in Deutschland und Frankreich	6
I.1. Wettbewerbsstruktur der Strommärkte in Deutschland und Frankreich	6
I.1.1. Liberalisierung der Strommärkte auf Betreiben der EU	6
I.1.2. Der französische Endkundenmarkt	7
I.1.3. Der deutsche Endkundenmarkt	9
I.2. Durchschnittliche Strompreise für Endkunden	11
II.2.1. Strompreis für Endverbraucher in Frankreich	11
II.2.2. Strompreise für Endverbraucher in Deutschland	12
II. Die Entwicklung einzelner Bestandteile der Strompreise in Deutschland und in Frankreich	14
II.1. Kosten der Strombeschaffung	14
II.1.1. Die Entwicklung der Beschaffungskosten (Großhandelspreis) in beiden Ländern	14
II.1.2. Vertriebskosten und Gewinnmarge	16
II.2. Netzkosten für den Stromtransport	17
II.2.1. Netzentgelte in Frankreich (TURPE)	17
II.2.2. Netzentgelte in Deutschland	19
II.3. Die Besteuerung von Strom in Deutschland und in Frankreich	22
II.3.1. Stromsteuern in Frankreich	22
II.3.2. Die deutschen Abgaben und Stromsteuern	25
Liste der Abbildungen und Tabellen	30



Zusammenfassung

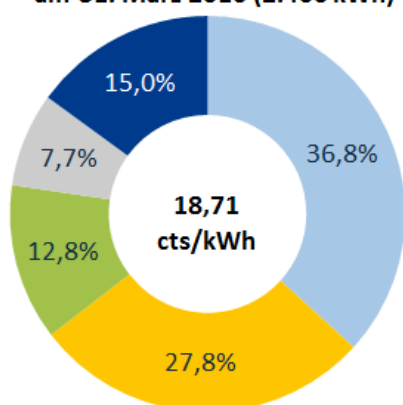
Ziel des vorliegenden DFBEW-Hintergrundpapiers ist eine Darstellung der aktuellen Entwicklung der Strompreise für Endverbraucher und deren verschiedene Bestandteile in Deutschland und in Frankreich. Dazu erfolgt zunächst ein Einblick in die Struktur des Strommarktes beider Länder sowie eine Übersicht über die Entwicklung der Strompreise in den vergangenen zehn Jahren. Der zweite Teil soll für ein besseres Verständnis dieser allgemeinen Entwicklung sorgen und unterzieht die drei wichtigen Bestandteile des Strompreises in beiden Ländern - Stromversorgung, Netze und Steuern - einer genaueren Betrachtung.

Die Strommärkte in Deutschland und Frankreich unterscheiden sich in einer Vielzahl an Punkten. So ist der französische Markt sehr konzentriert: Eine deutliche Mehrheit der Haushaltskunden nutzt derzeit reglementierte Strompreise zudem die Preise haben im ganzen Land die selbe Höhe. Der deutsche Markt hingegen ist durch starke regionale Unterschiede geprägt. Es gibt eine große Anzahl an Stromversorgungsunternehmen und die Endverbraucherpreise fallen ortsspezifisch sehr unterschiedlich aus. Reglementierte Strompreise existieren grundsätzlich nicht. Abgesehen von diesen historisch gewachsenen Unterschieden sind in beiden Ländern ähnliche Entwicklungen festzustellen, die auf die Harmonisierungs- und Liberalisierungsbemühungen der EU-Gesetzgebung in den letzten zwanzig Jahren zurückgeführt werden können. So sind in beiden Ländern ein zunehmender Wettbewerb und der Anstieg der Marktanteile alternativer Stromversorger zu beobachten.

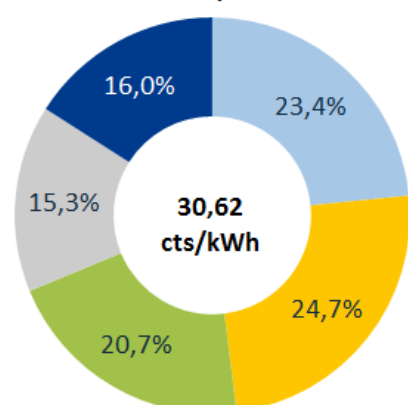
Im europäischen Vergleich sind die französischen Strompreise weiterhin niedrig. Nach Daten von Eurostat lag Frankreich mit seinen Endverbraucherpreisen 2016 unter den zehn führenden Wirtschaftsnationen der EU auf dem 7. Platz. Dennoch sind die Strompreise in Frankreich seit 2007 stärker gestiegen als in der übrigen Eurozone, was vor allem auf Industriestrompreise zutrifft. Das Preisgefälle zur übrigen Eurozone verringert sich demnach tendenziell. Seit 2012 kann in Frankreich ein – wenn auch moderater – Anstieg der steuerlichen Belastung sowie eine relative Stabilität des Netzkostenanteils am Gesamtpreis beobachtet werden.

Deutschland hatte Ende 2016 die zweithöchsten Strompreise nach Dänemark sowohl für Haushalts- als auch für die Industriekunden. Dabei hat sich der Anteil der Steuern und Abgaben am Haushaltsstrompreis zwischen Anfang 2008 und Ende 2016 – und vor allem bis Ende 2012 - so gut wie verdoppelt (+93%). Seit Anfang 2013 ist vor allem der Netzkostenanteil an der Rechnung gestiegen. Der Anteil der Strombeschaffung am Endpreis belief sich nach Eurostat-Daten für Industriekunden (zwischen 500 und 2 000 MWh) Ende 2007 auf 65 Prozent und Ende 2016 hingegen nur noch auf 30 Prozent.

**Frankreich - Haushaltsstrompreis
am 31. März 2016 (2.400 kWh)**



**Deutschland - Haushaltsstrompreis
am 31. März 2016 (1 000 - 2 500 kWh)**



■ Lieferung, Vertrieb, Gewinnmarge ■ Netz ■ CSPE (FR)/EEG (DE) ■ weitere Abgaben ■ Mwst.



Jener Teil des Strompreises, der die Strombeschaffung, den Vertrieb und eine Gewinnmarge des Versorgers umfasst, ist für beide Länder vergleichbar. Auch die Großhandelspreise der Terminmärkte (Y+1) entwickeln sich ähnlich. Die hohe Thermosensibilität des französischen Stromsystems resultiert in einer stärkeren Risikowahrnehmung und damit tendenziell höheren Preisen. In Deutschland führen der niedrige Preis für Kohle, die großen Mengen grenzkostenfrei eingespeister erneuerbarer Energien und ein niedriger CO₂-Preis zu sinkenden Großhandelspreisen. Die Spotpreise (*day-ahead*) in Deutschland und Frankreich ähneln sich weiterhin, wenngleich die Preiskonvergenz 2014 relativ stark war, 2016 hingegen fast bei null lag.

Relativ groß fällt dagegen der Unterschied zwischen den Netzkosten beider Länder aus, denn während in Frankreich die Netzpreise vereinheitlicht werden, werden sie in Deutschland zwar von einer nationalen Regulierungsbehörde kontrolliert, aber auf lokaler Ebene festgelegt. Jedoch führen die Energiewende und die Digitalisierung in beiden Ländern zu erheblichen Investitionen in die Netzmodernisierung und damit seit 2009-2010 zu steigenden Kosten. Dieser Posten wirkt sich derzeit nicht zuletzt aufgrund der Redispatch- und Abregelungskosten am stärksten auf den Anstieg der deutschen Strompreise aus. Die wachsende Kluft zwischen den Netzkosten in den verschiedenen Bundesländern hat in Deutschland zur Einführung teilweise bundeseinheitlicher Netzentgelte geführt: Ab 2019 sollen die Übertragungsnetzkosten bundesweit schrittweise vereinheitlicht werden.

In Frankreich stellten Steuern und Abgaben 2016 rund ein Drittel des Endkundenpreises dar. In Deutschland war ihr Anteil mit 52 Prozent im europäischen Vergleich am zweithöchsten (nach Dänemark, wo der Anteil am höchsten ist). Beiden Ländern gemeinsam ist der starke Anstieg der Abgaben zur Förderung der erneuerbaren Energien: die französische *Contribution au Service Public de l'Électricité* (CSPE) und die deutsche EEG-Umlage. Allerdings ist die deutsche Abgabe drei Mal so hoch wie die französische.



Einführung

Der Strompreis stellt ein zentrales Signal des Strommarkts dar. Im Rahmen der Energiewende spielt er eine entscheidende Rolle, etwa im Hinblick auf Energieeffizienz oder den Eigenverbrauch von Privathaushalten. Daher wird die Entwicklung dieses Signals sowohl in Frankreich als auch in Deutschland aufmerksam beobachtet und eingehend kommentiert.

Die Strommärkte in Deutschland und Frankreich unterscheiden sich in einer Vielzahl an Punkten. So ist der französische Markt sehr stark konzentriert: Eine deutliche Mehrheit der Haushaltskunden nutzt derzeit reglementierte Strompreise zudem die Preise haben im ganzen Land die selbe Höhe. Der deutsche Markt hingegen ist von starken regionalen Unterschieden geprägt. Es gibt eine große Anzahl von Stromversorgungsunternehmen und die Endkundenpreise fallen ortsspezifisch sehr unterschiedlich aus. Trotz dieser historisch gewachsenen Unterschiede, werden die Strommärkte in beiden Ländern aufgrund der Harmonisierungs- und Liberalisierungsbemühungen der EU-Gesetzgebung in den letzten zwanzig Jahren von sehr ähnlichen bzw. gemeinsamen Regeln bestimmt.

Das vorliegende Hintergrundpapier des DFBEW wird die Ausgestaltung der Strompreise in beiden Ländern darstellen und deren aktuelle Entwicklung aufzeigen. Dazu erfolgt im ersten Teil ein Einblick in die Struktur der Strommärkte beider Länder (Teil I.1) und eine allgemeine Übersicht über die Entwicklung der Strompreise in den vergangenen zehn Jahren (Teil I.2). Der zweite Teil soll für ein besseres Verständnis dieser allgemeinen Entwicklung sorgen und unterzieht die drei wichtigen Bestandteile des Strompreises in beiden Ländern einer genaueren Betrachtung: Stromversorgung (Teil II.1), Netze (Teil II.2) und Steuern (Teil II.3).

Das Papier stellt vor allem die Situation für Haushalts- und Nicht-Haushaltskunden dar und geht, soweit möglich, auch auf einzelne Verbraucherprofile ein. Die Arbeit stützt sich dabei sowohl auf Daten des Statistischen Amtes der Europäischen Union (Eurostat) als auch auf Statistiken beider Länder und insbesondere der beiden Regulierungsbehörden, *Commission de régulation de l'énergie* (französische Regulierungsbehörde für Energie) und Bundesnetzagentur (BNetzA).

I. Übersicht über Endkundenmärkte in Deutschland und Frankreich

I.1. Wettbewerbsstruktur der Strommärkte in Deutschland und Frankreich

I.1.1. Liberalisierung der Strommärkte auf Betreiben der EU

Im Sinne von Artikel 4 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) wird die Kompetenz für die Energiepolitik zwischen der Europäischen Union und ihren Mitgliedstaaten geteilt. Artikel 194 des Vertrags gibt folgende vier Ziele für diese Politik auf europäischer Ebene vor: effizientes Funktionieren des Marktes, Versorgungssicherheit, Förderung von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien und Ausbau der Interkonnektoren.

Die Harmonisierung und Liberalisierung der Strommärkte innerhalb der EU stellten seit über zwanzig Jahren eine Priorität der europäischen Regulierung auf diesem Gebiet dar. Die Gestaltung eines europäischen Energiebinnenmarkts war Gegenstand dreier als „Energiepaket“ bezeichneter Gesetzespakete, die im Dezember 1996,



März 2003 und Juli 2009 verabschiedet wurden und jeweils eine neue Stufe der Öffnung dieser Märkte darstellten¹. So wurde insbesondere Möglichkeit eingeführt - für Nicht-Haushaltskunden seit Juli 2004 und für Haushalte seit Juli 2007 - den Stromversorger frei zu wählen .

Im November 2016 präsentierte die Europäische Kommission im Rahmen eines [vierten Energiepakets](#) neue Vorschläge. Mit 37 Texten und acht umfassenden Gesetzentwürfen adressiert dieses Paket zahlreiche Aspekte der Energiepolitik und geht weit über die Öffnung der Strommärkte hinaus, die in nicht-regulierten Bereichen bereits weitreichend abgeschlossen ist². Unter anderem sieht der Richtlinienentwurf zum Energiebinnenmarkt die Aufhebung sämtlicher reglementierter Strompreise in absehbarer Zukunft vor. Allerdings handelt es sich dabei bisher lediglich um Vorschläge der EU-Kommission, deren Diskussion und Änderung durch die EU-Mitgliedstaaten noch aussteht.

Die Struktur der Energiemärkte in Deutschland und in Frankreich gestaltet sich in vielen Punkten heute noch unterschiedlich. Dennoch hat sich die von der europäischen Gesetzgebung initiierte wettbewerbliche Öffnung dieser Märkte bereits stark auf beide Ländern ausgewirkt.

1.1.2. Der französische Endkundenmarkt

Der französische Strommarkt zeichnet sich durch die vorherrschende Rolle des etablierten Stromversorgers Électricité de France (EDF) aus. Dieser hatte seit seiner Gründung 1946 eine Quasi-Monopolstellung im Bereich der Stromerzeugung, -übertragung, -verteilung und -versorgung inne. Infolge der Gesetze zur Umsetzung der europäischen Liberalisierungsrichtlinien wurde der Betrieb der Stromnetze in rechtlicher, physischer und buchhalterischer (aber nicht vermögensrechtlicher) Hinsicht von den übrigen Tätigkeiten getrennt³. EDF besitzt außerdem den weitaus größten Teil der französischen Kern- und Wasserkraftkapazitäten und war Ende 2013 Inhaber von 75 Prozent der gesamten installierten Stromerzeugungskapazitäten in Frankreich⁴ (gegenüber 85% 2010⁵).

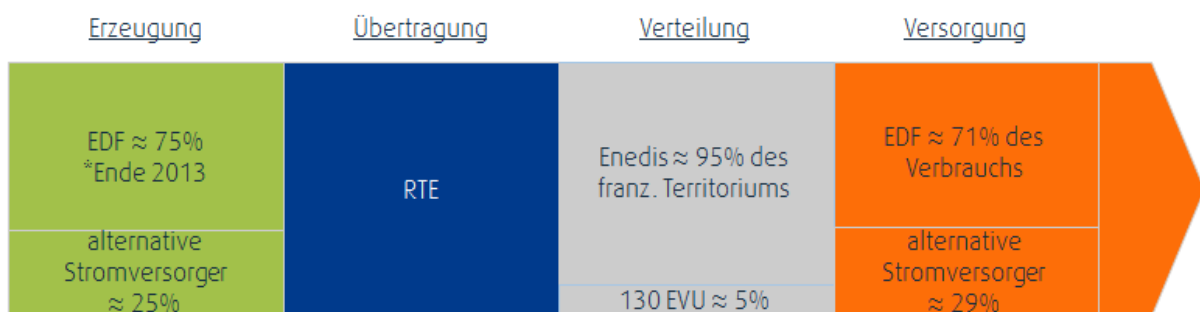


Abbildung 1: Struktur des französischen Strommarktes
Quellen: Französische Regulierungsbehörde für Energie (CRE); französischer Rechnungshof
Darstellung: DFBEW

¹ Website des Europäischen Parlaments, Seite „[Energiebinnenmarkt](#)“, aktualisiert im Dezember 2016.

² Siehe französische Nationalversammlung, „[Rapport d'information sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité, dans le cadre du quatrième paquet énergie](#) (Informationsbericht zur Neugestaltung des Strommarkts im Rahmen des vierten Energiepakets)“ vom 23. Februar 2017 für eine zusammenfassende Darstellung der Ziele und Maßnahmen der drei ersten Energiepakete und eine Einschätzung der von der Europäischen Kommission im Rahmen des vierten Pakets vorgeschlagenen Initiativen.

³ Französisches Ministerium für Wirtschaft und Finanzen (*Ministère de l'Économie et des Finances*) [L'introduction de la concurrence dans le système électrique français : État de lieux et perspectives](#) (Die Einführung des Wettbewerbs in das französische Stromsystem: Aktueller Stand und Perspektiven), Januar 2013.

⁴ Französischer Rechnungshof (*Cour des comptes*) [Rapport public annuel \(öffentlicher Jahresbericht\) 2015 „L'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence : une construction inaboutie \(Wettbewerb im Strommarkt: ein unfertiges Konzept\)“](#), Februar 2015.

⁵ *Ministère de l'Économie et des Finances* (Französisches Ministerium für Wirtschaft und Finanzen) (2013).



So ist die Stromversorgung historisch stark konzentriert. Ihre Marktöffnung, zwischen Juni 2000 und Juli 2007, wurde schrittweise auf verschiedene Nutzerkategorien ausgeweitet. Das Gesetz vom 7. Dezember 2010 zur Neuorganisation des französischen Strommarktes (*Loi sur la nouvelle organisation des marchés d'électricité, NOME*), mit dem die Richtlinie 2009/72/EG zum „dritten Energiepaket“ in französisches Recht umgesetzt wurde, sieht verschiedene Maßnahmen vor, um alternativen Stromversorgern den Zugang zum Endkundenmarkt zu erleichtern. So wurden zum Beispiel **zum 1. Januar 2016 die reglementierten Strompreise für Anlagen mit einer Bezugsleistung über 36 kVA abgeschafft**. Ende 2016 machten diese Verbraucher weniger als zwei Prozent der Anlagen aus, aber 55 Prozent des Gesamtenergieverbrauchs⁶. Die reglementierten Strompreise für Anlagen unter 36 kVA bestehen weiter, jedoch führte das NOME-Gesetz für den Zeitraum bis 2025 eine Übergangsregelung ein, um auch hier den Wettbewerb in diesem Segment zu stärken. Diese ermöglichen einerseits einen regulierten Zugang zu Strom aus Kernkraft zu einem staatlich festgelegten Preis⁷ (den sogenannten ARENH⁸-Mechanismus) und setzen andererseits auf eine transparentere Methodik zur Ausgestaltung der reglementierten Strompreise⁹.

Die von der französischen Regulierungsbehörde für Energie (*Commission de Régulation de l'Énergie*, im Folgenden CRE) veröffentlichten Quartalsstatistiken¹⁰ zeigen einen Rückgang der beschriebenen, ursprünglich sehr hohen Marktkonzentration (Abbildung 2). Unterschieden wird hier zwischen Privathaushalten (86,5% der Anlagen und 34% des Verbrauchs Ende 2016) und Nicht-Haushaltskunden (13,5% der Anlagen und 66% des Verbrauchs)¹¹. Zwischen 2008 und 2016 stieg der Anteil des durch **alternative Versorger** gedeckten Verbrauchs **im Haushaltssektor von 2,4 auf 11,9 Prozent** und **im Nicht-Haushaltssektor von 11,6 auf 37,4 Prozent**. Zum 31. Dezember 2016 versorgte der etablierte Stromversorger EDF 85,4 Prozent der 37 Millionen Kunden in Frankreich. Die Wechselquote bleibt relativ niedrig: Nach den Zahlen der CRE haben im vierten Quartal 2016 1,8 Prozent der privaten Haushalte den Stromversorger gewechselt. Bei Nicht-Haushaltskunden lag der Anteil zwischen 2008 und 2014 konstant unter diesem Niveau. Bei den größeren Abnehmern hingegen konnte ab Mitte 2015 ein starker Anstieg der Wechselbereitschaft festgestellt werden, der auf die Abschaffung der reglementierten Strompreise in diesem Segment zurückzuführen ist. Mit fünf Prozent wurde im letzten Quartal 2015 ein Maximum der Wechselquote erreicht.

⁶ Französische Regulierungsbehörde für Energie, „[Observatoire des marchés de détail du 4ème trimestre 2016 \(Analyse des Haushaltsstrommarktes im 4. Quartal 2016\)](#)“, März 2017.

⁷ Bis 100 TWh jährlich werden im Rahmen des ARENH zur Verfügung gestellt. Der regulierte Preis liegt seit 1. Januar 2012 bei 42 €/MWh.

⁸ *Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique*

⁹ Diese Methode besteht darin, die einzelnen Bestandteile des Stromendpreises (ARENH, Übertragung, Verteilung, Vertrieb und Marge) zu kumulieren. Für weitere Informationen zu diesem Thema: vgl. CRE, „[Rapport sur les tarifs réglementés de vente d'électricité \(Bericht zu den reglementierten Strompreisen\)](#)“, Juli 2015.

¹⁰ Sämtliche Quartalsveröffentlichungen dieser Marktanalyse stehen auf der [Website der CRE](#) zur Verfügung.

¹¹ CRE (2017), *Observatoire 4ème trimestre 2016* (Analyse 4. Quartal 2016).

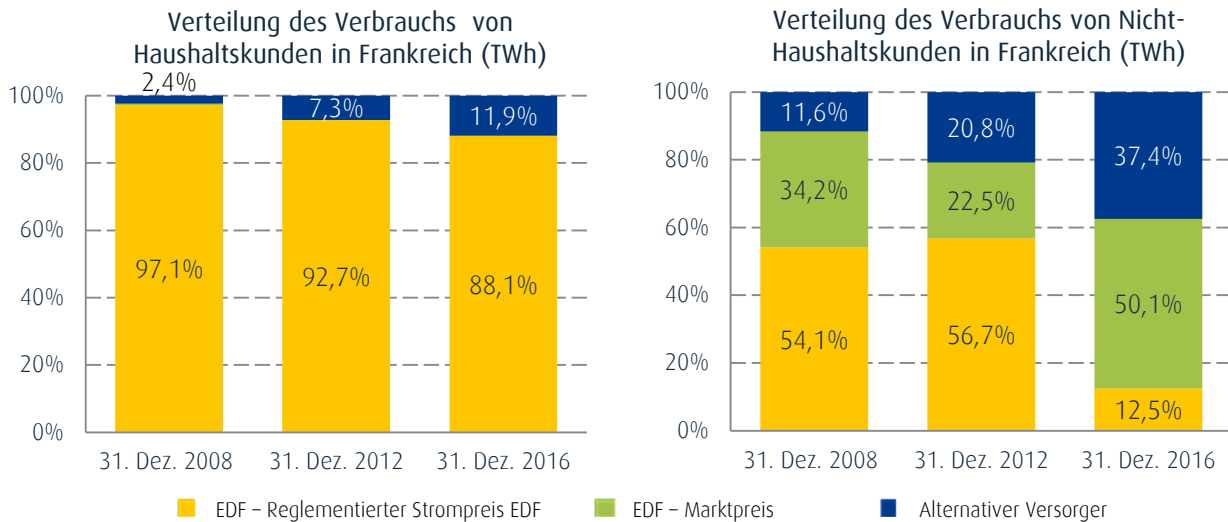


Abbildung 2: Wettbewerbsstruktur des französischen Endkundenmarktes von 2008 bis 2016
Quelle: [CRE](#); Darstellung: DFBEW

1.1.3. Der deutsche Endkundenmarkt

In Deutschland gilt seit **April 1998 die vollumfängliche Liberalisierung des Stromversorgungsmarktes**. Dafür sorgte das geänderte Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), das jedem Kunden direkt das Recht auf freie Wahl seines Stromversorgers zuspricht und den freien Wettbewerb der Stromversorger in allen Netzgebieten des Landes einführt. Die Gründung der Bundesnetzagentur (BNetzA) im Juli 2005 war ein weiterer Schritt dieser Liberalisierung¹².

Der deutsche Endkundenmarkt zeichnet sich durch eine sehr große Anzahl aktiver Stromversorger aus: Der Monitoringbericht der BNetzA zu Strommärkten nennt die Zahl von 1150 Anbietern für 2015¹³. Dabei ist der Markt sehr regional bzw. lokal geprägt: Dem BNetzA-Bericht zufolge waren 55 Prozent der Stromversorger in weniger als zehn der 875 deutschen Versorgungsnetzgebiete tätig. Nur sechs Prozent der Versorger waren im gesamten Bundesgebiet aktiv. Dies bedeutet zumindest teilweise einen Rückgang der ausschließlich lokalen Ausrichtung seit 2009: Zu diesem Zeitpunkt waren noch 90 Prozent der Stromversorger praktisch nicht über ihr Netzgebiet hinaus aktiv¹⁴. Darüber hinaus ist der deutsche Markt wenig konzentriert. Nach Angaben des im BNetzA-Bericht zitierten Bundeskartellamtes hat kein Unternehmen eine vorherrschende Stellung auf dem Stromversorgungsmarkt inne. Vielmehr spielen vier Unternehmen (EnBW, E.ON, RWE, Vattenfall) eine wichtige Rolle: 2015 versorgten sie 31 Prozent der RLM-Kunden und 36 Prozent der SLP-Kunden. In den vergangenen Jahren hat der Wettbewerb an Intensität gewonnen und 2008 deckten die „Big 4“ noch die Hälfte des Verbrauchs der Haushalte¹⁵. Die regionale Ausrichtung des deutschen Strommarktes kann auch in den anderen Segmenten festgestellt werden (siehe Abbildung 3).

¹² Christian Growitsch, Dr. Felix Müsgens, „Die Liberalisierung des deutschen Strommarktes – ein Erfolgsmodell?“, Dezember 2005.

¹³ Bundesnetzagentur, „[Monitoringbericht 2016](#)“, 30. November 2016.

¹⁴ BNetzA, „[Monitoringbericht 2010](#)“, 2010.

¹⁵ BNetzA, „[Monitoringbericht 2009](#)“, 2016.

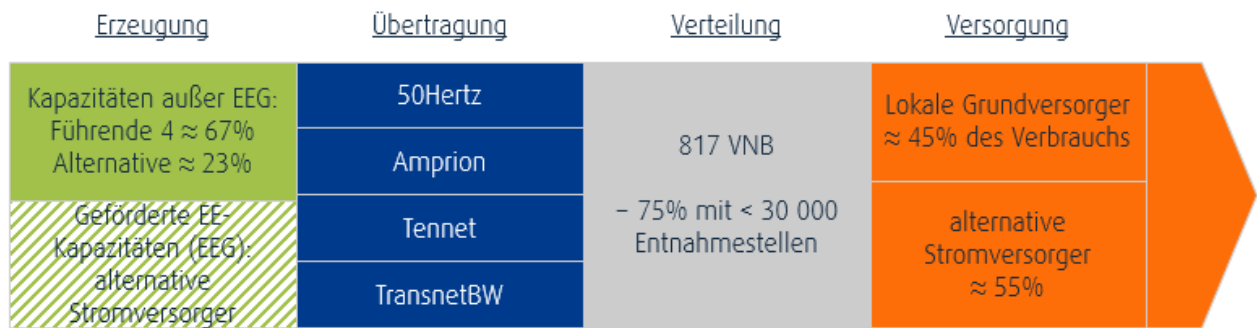


Abbildung 3: Struktur des deutschen Strommarktes
Quelle: BNetzA; Darstellung: DFBEW

Diese Wettbewerbsintensität spiegelt sich auch in der Wechselquote wider. Nach Zahlen der BNetzA betrug diese in den vergangenen zehn Jahren für Nicht-Haushaltskunden nie weniger als zehn Prozent. So hatten 2015 drei Millionen Haushalte mindestens einmal den Versorger gewechselt (ohne Umzüge). Diese Zahl an Versorgerwechseln hat sich im Zeitraum von zehn Jahren mehr als vervierfacht. Obwohl im Jahr 2015 jedem Kunden in seinem Netzgebiet im Durchschnitt 115 verschiedene Stromversorger zur Verfügung standen, wird der Hauptteil des Verbrauchs der Haushalte dennoch weiterhin von den lokalen Grundversorgern gedeckt. Artikel 36 des EnWG definiert „Grundversorger“ als einen Versorger, auf den in einem bestimmten Gebiet die meisten Kunden entfallen. Oft haben die Stadtwerke diese Grundversorgerrolle inne und werden den Kunden standardmäßig zugewiesen (zum Beispiel im Falle eines Umzugs). Die Grundversorgung wird gesetzlich geregelt. Abbildung 4 zeigt, dass über 75 Prozent des Verbrauchs der Haushalte von diesen Referenzversorgern bezogen wird. Dies erfolgt entweder in Form von – grundsätzlich teureren – Grundversorgungsverträgen (32,1%) oder von alternativen Versorgerverträgen (43%). Im Gegensatz hierzu bezogen im Jahr 2015 68,1 Prozent der Nicht-Haushaltskunden ihren Strom von einem alternativen Versorger.

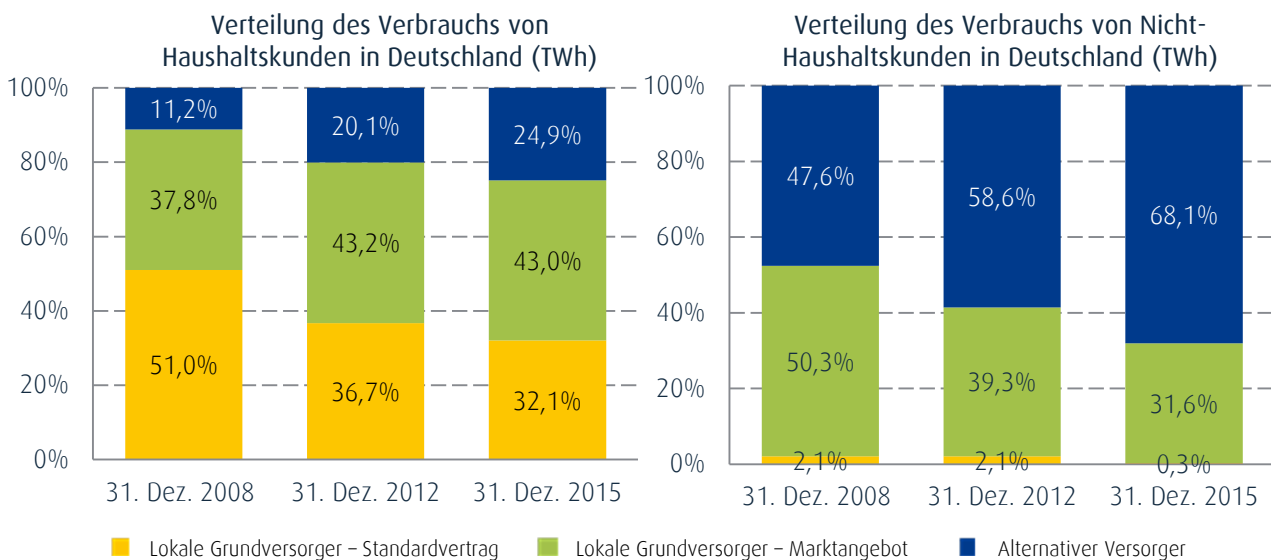


Abbildung 4: Wettbewerbsstruktur des deutschen Strommarktes von 2008 bis 2015
Quelle: BNetzA; Darstellung: DFBEW

I.2. Durchschnittliche Strompreise für Endkunden

II.1.1. Strompreis für Endverbraucher in Frankreich

Bis 31. Dezember 2015 bot der etablierte Stromversorger EDF folgende reglementierten Strompreise an: „blau“ für Anschlüsse bis 36 kVA, „gelb“ für 36 bis 250 kVA und „grün“ für über 250 kVA. Seit 01. Januar 2016 gibt es nur noch „blaue“ Tarife, deren Kunden allerdings noch 98,7 Prozent der Entnahmestellen und 45 Prozent des landesweiten Verbrauchs ausmachen (CRE-Analyse des 4. Quartals 2016). Die Preise werden dabei vom Staat auf Vorschlag der CRE festgelegt. Zwischen 2008 und 2016 stieg der „blaue“ Tarif kontinuierlich um jährlich zwei bis drei Prozent an und im August 2013 einmalig um fünf Prozent. Mit durchschnittlich drei bis vier Prozent lag der Anstieg der Tarife „gelb“ und „grün“ bis zu ihrer Abschaffung Ende 2015 meist noch darüber¹⁶.

Eurostat, das Statistische Amt der Europäischen Union, veröffentlicht regelmäßig Daten zu Strompreisen für verschiedene Kundenkategorien in den 28 EU-Ländern¹⁷. Diese statistischen Erhebungen bieten den Vorteil einer Vergleichbarkeit zwischen den Ländern und basieren seit 2007 auf der gleichen Methodik. Exemplarisch werden nachfolgend die Preise für ein Profil „Haushalt“ (2 500 bis 5 000 kWh/Jahr) und ein Profil „Industrie“ (500 MWh bis 2 000 MWh/Jahr) dargestellt.

Den Eurostat-Zahlen zufolge belief sich der durchschnittliche Strompreis (inkl. MwSt.) in Frankreich im zweiten Halbjahr 2016 auf **10,56 ct/kWh für Industriekunden und auf 17,11 ct/kWh für Haushaltskunden** (s. Abbildung 5)¹⁸. Damit liegt Frankreich im Vergleich der 28 EU-Länder auf dem 12. Rang (nach abnehmenden Preisen) für Endkunden und auf dem 17. Rang für Industriekunden. Von den zehn führenden Wirtschaftsnationen der EU haben lediglich die Niederlande und Polen ein niedrigeres Preisniveau im Haushaltssektor. Allerdings nimmt das Gefälle der gewichteten Durchschnittspreise in der Eurozone seit mehreren Jahren – und seit 2012 verstärkt – ab. Diese Entwicklung ist vor allem im Industriesektor sichtbar, wo der Durchschnittspreis zwischen 2007 und 2016 in Frankreich um 54 Prozent anstieg, gegenüber 30 Prozent in der Eurozone. Dieser Anstieg lag auch über dem in Deutschland festgestellten Preisanstieg für Industriekunden im gleichen Zeitraum (+45%).

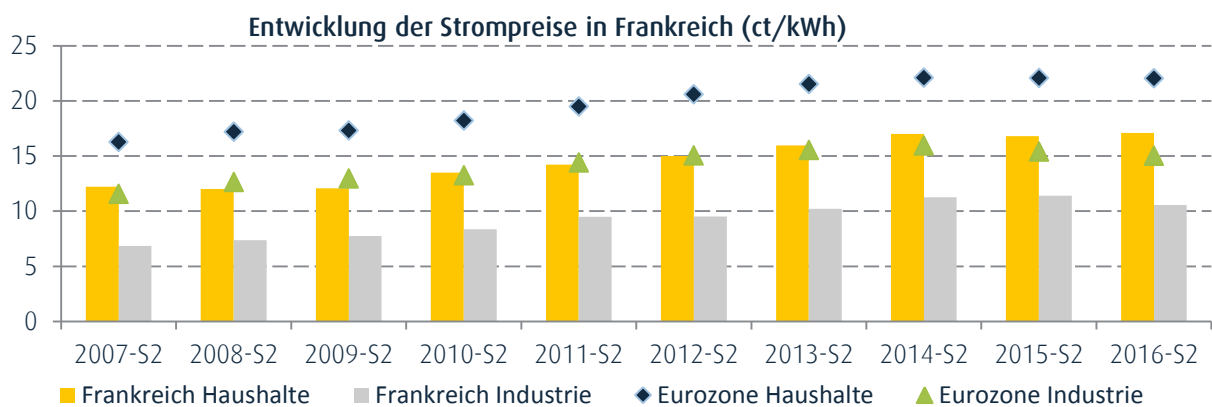


Abbildung 5: Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise (inkl. MwSt.) auf dem französischen Strommarkt (in cent/kWh); Haushalte: 2 500 bis 5 000 kWh/Jahr; Industrie: 500 bis 2 000 MWh/Jahr
Quellen: Eurostat Darstellung: DFBEW

¹⁶ Website der CRE, Seite „Marché de détail de l’électricité [Haushaltsstrommarkt](#)“, Stand Juni 2017.

¹⁷ Website Eurostat, Seite „[Electricity price statistics](#)“, Stand Juni 2017. Die Kategorie „Haushalte“ betrifft einen jährlichen Verbrauch von 2 000 bis 5 000 kWh und die Kategorie „Industrie“ einen Verbrauch von 500 bis 2 000 MWh.

¹⁸ Aus den im Juni 2017 geltenden reglementierten Brutto-Strompreisen von 15,60 ct/kWh zu Hochlastzeiten, 12,70 ct/kWh zu Niederlastzeiten und einem Jahresabonnement von 100,51 Euro für eine Bezugsleistung von 6 kVA, ergibt sich ein Durchschnitt von exakt 17,11 ct/kWh für einen Verbrauch von 3 400 kWh, der sich zu gleichen Teilen auf Hoch- und Niederlastzeiten verteilt.

Eurostat bietet auch einen Überblick über die grobe Gewichtung der verschiedenen Kostenfaktoren für Endkundenpreise (Abbildung 6). Für Haushalte waren die Anteile von Stromversorgung, Netzkosten und Steuern 2016 in etwa ausgeglichen. Im gleichen Jahr war der Anteil der Netzkosten für mittelgroße Nicht-Haushaltskunden in Frankreich mit 20 Prozent einer der niedrigsten in der EU. Der Vergleich mit dem Jahr 2012 (für die Jahre davor liegen keine Zahlen vor) zeigt einen – allerdings mäßigen – Anstieg des Anteils von Steuern und Abgaben und eine relative Stabilität der Netzkosten. Im zweiten Teil des vorliegenden Hintergrundpapiers soll auf die Entwicklung der verschiedenen Bestandteile des vom Verbraucher gezahlten Endpreises im Detail eingegangen werden.

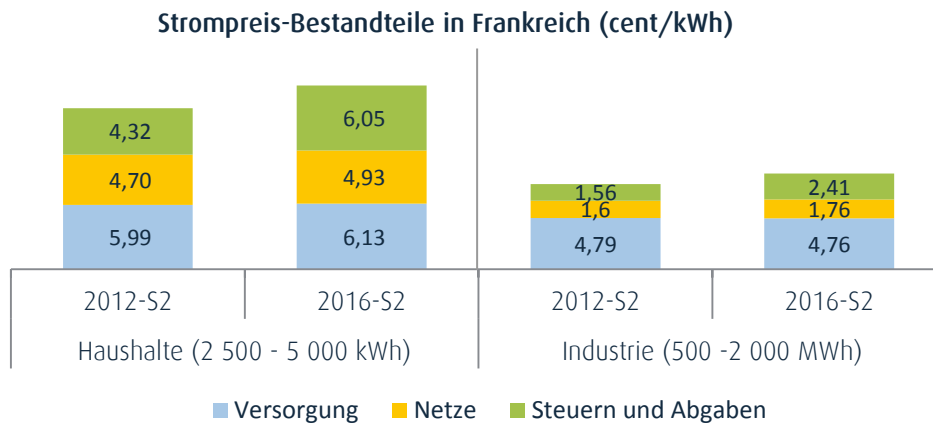


Abbildung 6: Entwicklung der Strompreis-Bestandteile in Frankreich (2. Halbjahr 2012 und 2. Halbjahr 2016)
Quelle: [Eurostat](#); Darstellung: DFBEW

II.1.2. Strompreise für Endverbraucher in Deutschland

In Deutschland gibt es keine reglementierten Strompreise. Die lokalen Grundversorger müssen mit ihren Kundenverträgen bestimmte Vorgaben einhalten, können aber ihre Preise frei gestalten. Diese liegen häufig über den Angeboten der anderen Stromversorger. Dem letzten Monitoringbericht der BNetzA zufolge belief sich der durchschnittliche Haushaltsstrompreis (inkl. MwSt.) bei einem Jahresverbrauch von 2 500 bis 5 000 kWh im April 2016 auf **30,63 ct/kWh** im Grundversorgungsvertrag des jeweiligen Grundversorgers gegenüber **28,17 ct/kWh im Angebot** eines alternativen Versorgers.

Bei Nicht-Haushaltskunden, die nahezu gänzlich von alternativen Anbietern versorgt werden, gab die BNetzA im April 2016 einen Preis von 18,45 bis 23,45 ct/kWh für ein Jahresverbrauchsprofil von 50 MWh (Handel und kleine Industrieunternehmen) an und **12,91 bis 15,69 ct/kWh für große Industrieunternehmen** (24 GWh pro Jahr). Allerdings können diversen Befreiungen (von Steuern und Netzgebühren) für letztere Kategorie bis zu 9,88 ct/kWh betragen. Für das zweite Halbjahr 2016 gibt Eurostat einen Durchschnittspreis von 29,77 ct/kWh im Haushaltssektor und von 19,58 ct/kWh für den Dienstleistungssektor an (s. Abbildung 7). Mit diesem Preisniveau war Deutschland in beiden Kategorien das zweit teuerste Land der EU nach Dänemark.

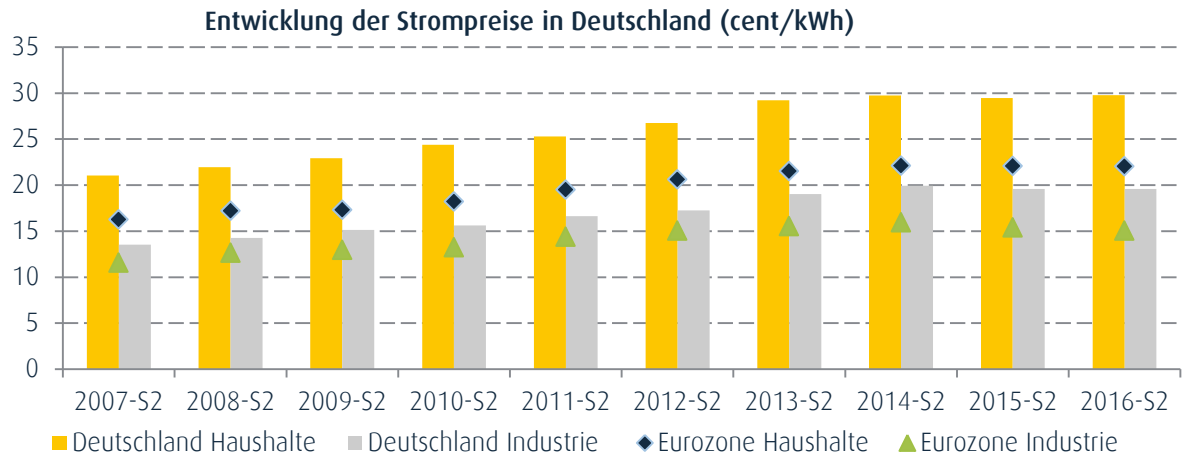


Abbildung 7: Entwicklung der durchschnittlichen Brutto-Strompreise auf dem deutschen Strommarkt
Haushalte: 2 500 bis 5 000 kWh/Jahr (inkl. MwSt.); Industrie: 500 MWh bis 2 000 MWh/Jahr (inkl. MwSt.)
Quelle: [Eurostat](#); Darstellung: DFBEW

Im Zeitraum 2007 bis 2012 folgten die deutschen Strompreise ungefähr der Entwicklung der Preise in der gesamten Eurozone, nach 2012 hat das Gefälle allerdings zugenommen. Dies gilt insbesondere für Industriekunden: Hier zeigt die Abbildung für den Zeitraum 2012 bis 2016 einen Anstieg um 13,4 Prozent in Deutschland und einen Rückgang um 0,1 Prozent für die Eurozone. Für Privathaushalte fällt die Tendenz weniger deutlich aus, ist aber dennoch vergleichbar. Bereits vor zehn Jahren hatte Deutschland sehr hohe Strompreise und lag damals europaweit bei Haushaltskunden auf dem 2. Platz und bei den Industriekunden auf dem 5. Rang.

Diese Darstellung der Entwicklung der drei Kostenfaktoren zwischen 2007 und 2016 (Abbildung 8) liefert erste Indikatoren für die Ursachen dieses im Vergleich zur übrigen Eurozone deutlicheren Anstiegs. So hat sich der Anteil der Steuern und Abgaben für Haushalte zwischen Anfang 2008 und Ende 2016 so gut wie verdoppelt (+93%), wobei der Anstieg bis Ende 2012 besonders hoch ausfiel. Seit 2013 ist vor allem der Anteil der Netzkosten gestiegen. Laut Eurostat-Daten sank dabei für Industriekunden (zwischen 500 und 2 000 MWh) der Anteil der Beschaffungskosten am Stromendpreis von 65 Prozent gegen Ende 2007 und auf dann nur noch 30 Prozent Ende 2016.

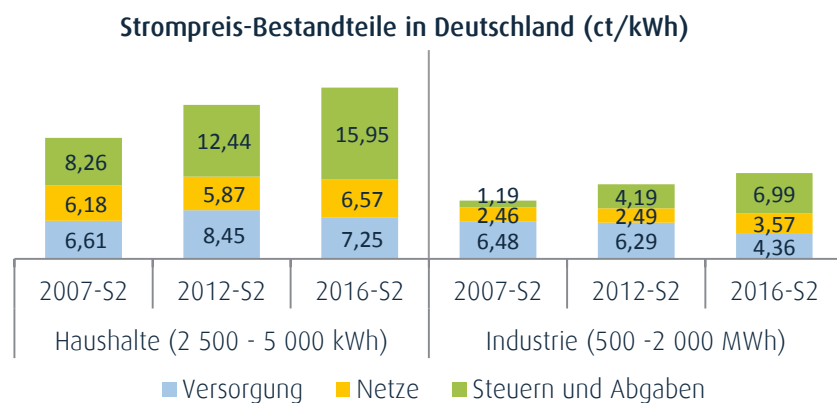


Abbildung 8: Gewichtung der Strompreis-Bestandteile in Deutschland (2012-2016)
Quelle: [Eurostat](#); Darstellung: DFBEW.



II. Die Entwicklung einzelner Bestandteile der Strompreise in Deutschland und in Frankreich

II.1. Kosten der Strombeschaffung

Nach der Methodik sowohl der BNetzA als auch der CRE besteht der Anteil „Strombeschaffung“ eigentlich aus mehreren Kostenarten: der **Energiebeschaffung**, den **Vertriebskosten** und der **Gewinnmarge**. Die BNetzA fasst diese verschiedenen Faktoren unter „vom Erzeuger beeinflussbare Kosten“ zusammen. Nach Angaben von Eurostat sind diese für Haushalte in Deutschland (mit **72,5 €/MWh Ende 2016**) im Durchschnitt niedriger als in Frankreich (**61,3 €/MWh**), während umgekehrt Industriekunden von 500 bis 2 000 MWh in Frankreich mit **47,6 €/MWh** mehr zahlen als in Deutschland (**43,6 €/MWh**). Generell haben diese Kosten in beiden Ländern ein ähnliches Niveau.

II.1.1. Die Entwicklung der Beschaffungskosten (Großhandelspreis) in beiden Ländern

Innerhalb dieser „beeinflussbaren Kosten“ ist die Strombeschaffung der Faktor mit dem größten Gewicht. Aufgrund des hohen Integrationsgrades der europäischen Märkte hängen die Höhe und die Entwicklung dieser Kosten vor allem von der Struktur der Stromerzeugung im Land selbst und bei seinen Nachbarländern ab. Auf europäischer Ebene erreichte der Großhandelspreis im Jahr 2008 ein Maximum und verhält sich seitdem rückläufig.

Mit Blick auf den Grundlastpreis (*base load*) für Lieferung im Folgejahr (Y+1) stellte ein im November 2013 von der französischen Finanzgeneraldirektion (*Direction Générale du Trésor*) veröffentlichter Vergleich der deutschen und französischen Strompreise¹⁹ für das Jahr 2012 bereits leicht höhere Preise in Frankreich (50,60 €/MWh) als in Deutschland (49,30 €/MWh) fest. In Grafik 9 ist zu erkennen, dass sich **dieser Preisunterschied zwischen beiden Ländern weiter verstärkt hat: Belief sich die Differenz Anfang 2013 auf rund 3 €/MWh, so liegt sie seit Anfang 2014 bei rund 5 bis 8 €/MWh**. Im letzten Quartal 2016 war der Unterschied zwischen Frankreich und Deutschland mit 11 €/MWh am bislang größten. Allerdings war diese Tendenz auf besondere Umstände zurückzuführen, da in diesem Zeitraum ein Drittel der französischen Kernkraftwerke stillstand²⁰.

Der Monitoringbericht der CRE für das 3. Quartal 2013 zu Großhandelsmärkten zeigt, dass sich die deutsche und die französische Preiskurve im Februar 2012 kreuzten. Diese Entwicklung wird mit einem auf dem französischen Markt stärker wahrgenommenen Risiko erklärt, welches teilweise auf die höhere Thermosensibilität zurückzuführen ist. Zwei andere Faktoren werden genannt: einerseits der Rückgang der Kohlepreise²¹ und andererseits die zunehmende und nahezu grenzkostenfreie Einspeisung erneuerbarer Energien in Deutschland. Letztere führt dazu, dass die teuersten Kraftwerke von der deutschen *Merit Order* ausgeschlossen werden²². Der Unterschied bei der Einspeisung erneuerbarer Energien zwischen Deutschland und Frankreich hat sich seit 2013 tendenziell verstärkt. Dabei ist freilich

¹⁹ L. Oriol, T. Meinzeil, F. Lehmann, D. Pescia, „*Les Cahiers de la DG Trésor - n° 2013-05 - Novembre 2013* ([Die Hefte der Finanzgeneraldirektion - Nr. 2013-05 - November 2013](#))“

²⁰ Über den geplanten wartungsbedingten Stillstand hinaus hatte die französische Atomaufsichtsbehörde (*Autorité de sûreté nucléaire, ASN*) im Oktober 2016 den Stillstand von zwölf Reaktoren angeordnet, in denen infolge einer Abweichung der Kohlenstoffkonzentration im Stahl eines Reaktordruckbehälters des im Bau befindlichen europäischen Druckwasserreaktors (EPR) von Flamanville zusätzliche Kontrollen durchgeführt werden sollten. Im Januar 2017 genehmigte die ASN das Wiederhochfahren von neun Reaktoren (siehe Beschlussfassung vom 12. Januar 2017 auf der [Website der ASN](#)).

²¹ Das Rentabilitätsgefälle zwischen der Stromerzeugung mit Kohle (gemessen in Form des *Clean Dark Spread*) und mit Gas (*Clean Spark Spread*) nimmt nach einer maximalen Differenz 2013-2014 jetzt offenbar ab: siehe zum Beispiel Folie 44 der Ergebnispräsentation von RWE im Mai 2017: „[RWE Company presentation](#)“.

²² Das Beratungsunternehmen Ecofys bietet in einer Studie von Juni 2015 eine genaue Analyse der Stromgroßhandelsmärkte einiger ausgewählter Länder, darunter Deutschland und Frankreich: „[Strommärkte im internationalen Vergleich](#)“.

festzuhalten, dass die Förderung der Erneuerbaren über Abgaben finanziert wird, die nicht den Großhandelsmarkt, sondern die Endkundenpreise belasten. Zudem spielt auch der Kurs der Tonne CO₂ auf dem ETS-Markt eine Rolle. Dessen Anstieg würde sich grundsätzlich stärker auf die deutschen Großmärkte auswirken, da die deutsche Stromerzeugung höhere CO₂-Emissionen verursacht, als auf die noch stark von der Kernkraft geprägte französische Stromerzeugung.

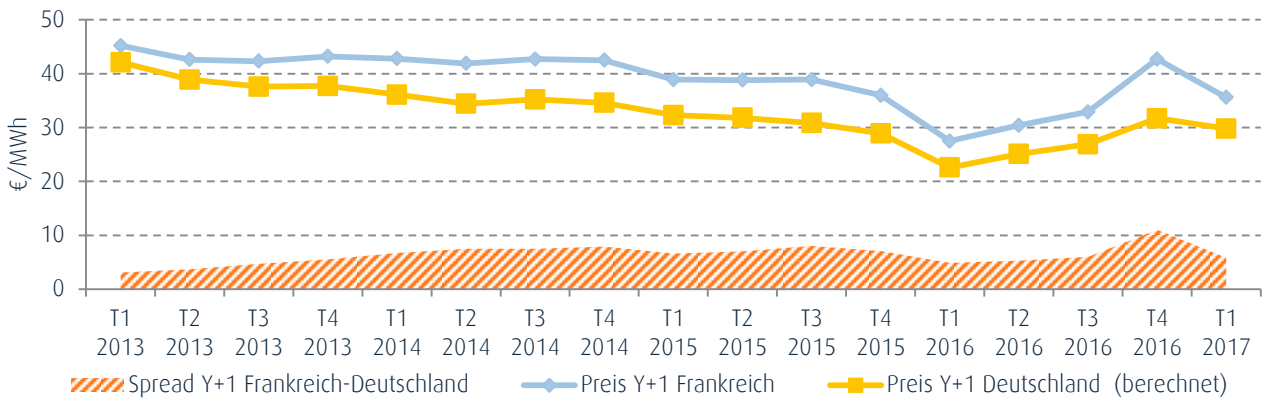


Abbildung 9: Terminpreis Y+1 für Grundlast in Deutschland und in Frankreich 2013-2017
Quelle: CRE²³; Darstellung: DFBEW

Trotz dieser wachsenden Kluft zwischen den deutschen und französischen Terminmarktpreisen folgen beide Kurven einem sehr ähnlichen Verlauf, der durch einem kontinuierlichen Rückgang bis Anfang 2016 und seitdem steigenden Preisen gekennzeichnet ist. Auf dem Spotmarkt sind stärkere jahreszeitlich bedingte Auswirkungen festzustellen. Abbildung 10 stellt die Preise für Lieferung am Folgetag (*day-ahead*) dar und verdeutlicht den Einfluss der höheren Thermosensibilität des französischen Stromsystems, der ein stärkeres Gefälle im Winter zur Folge hat. Zu sehen ist hier zudem die Auswirkung des Stillstands zahlreicher französischer Kernkraftwerke im Herbst 2016. Gleichzeitig lag im Jahr 2016 die Konvergenz der Spotmarktpreise zwischen beiden Ländern nach Angaben der CRE fast bei null, obwohl diese noch 2014 an 51 Prozent der Stunden des Jahres in beiden Ländern identisch waren²⁴.

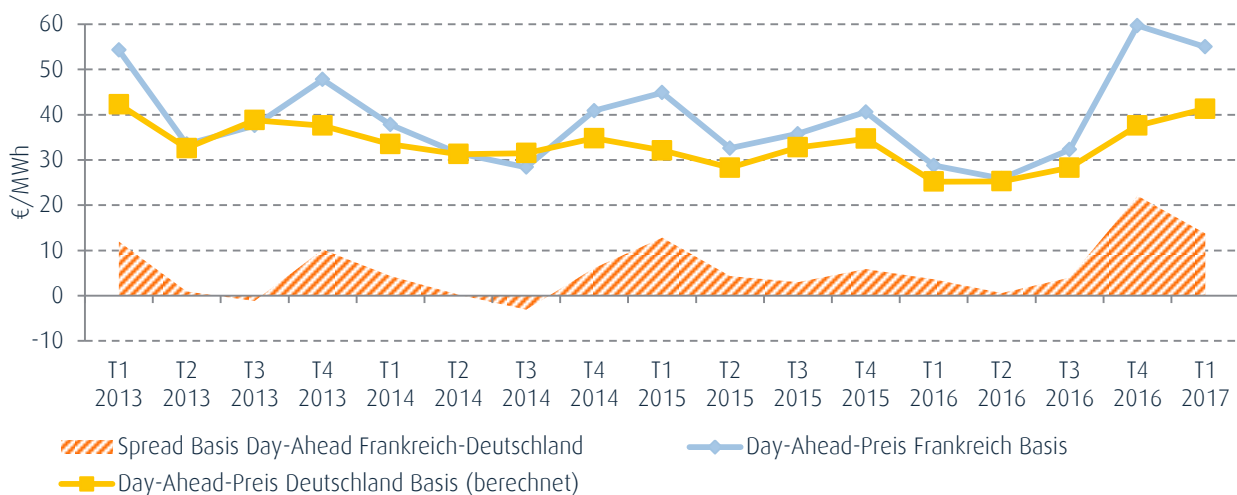


Abbildung 10: Day-Ahead-Spotpreis für Grundlast in Deutschland und in Frankreich 2013-2017
Quelle: CRE; Darstellung: DFBEW

²³ In ihren Analysen des Großhandels geht die CRE auf den Preis auf dem französischen Markt und den Spread mit dem deutschen Markt ein. Die Preiskurve für den deutschen Markt wurde anhand dieser beiden Werte ermittelt.

²⁴ Website von EPEX SPOT, [Pressemitteilung vom 13. Januar 2015](#)



Für Deutschland stellen diese Marktpreise einen guten Indikator des „Beschaffungsanteils“ am Stromendpreis dar. Für Frankreich ist dabei auch der oben bereits angesprochene Mechanismus für den regulierten Zugang zu Strom aus Kernkraft (ARENH) zu berücksichtigen. Dieser wurde 2010 eingeführt und soll den alternativen Stromversorgern die Möglichkeit geben, Strom von EDF zu einem reglementierten Preis (40 €/MWh im Januar 2011, erhöht auf 42 €/MWh Folgejahr) zu kaufen, „damit alle Verbraucher unabhängig von ihrem Stromversorger weiterhin von den wettbewerbsfähigen Preisen der bestehenden Kernkraftwerke profitieren können.“²⁵ Im Rahmen des ARENH steht eine maximale Strommenge von 100 TWh pro Jahr zur Verfügung, was 25 Prozent der Stromerzeugung aus den bestehenden Kernkraftwerken entspricht. Bei der Methode zur Festlegung der reglementierten Strompreise geht die CRE davon aus, dass die alternativen Stromversorger ihren Strom nur dann am Markt beziehen, wenn der Marktpreis unter dem des ARENH liegt. Mit Ausnahme des bereits angesprochenen Zeitraums im Herbst 2016 war dies seit Anfang 2015 auch immer der Fall²⁶. Zudem ist festzuhalten, dass die auf dem französischen Markt aktiven Stromversorger bei ihrer Preisgestaltung auch die Kapazitätsbeschaffung einbeziehen müssen, wobei das erste Lieferjahr des französischen Kapazitätsmarktes im Januar 2017 begann. Die ersten beiden Kapazitätsauktionen wurden im Dezember 2016 und April 2017 von der Strombörse EPEX-SPOT organisiert und führten zu einem Preis von rund **1 000 Euro pro garantiertem 0,1 MW bzw. 10 000 Euro pro MW**²⁷. Bei der Veröffentlichung des reglementierten Strompreises 2016 stützte sich die CRE auf den 2015 geltenden Versorgungspreis von **44,7 €/MWh** für Haushaltskunden mit „blauem“ Tarif²⁸.

II.1.2. Vertriebskosten und Gewinnmarge

Die BNetzA verzeichnet für **Deutschland** je nach Vertragsart relativ starke Unterschiede beim vom Stromversorger beeinflussbaren Anteil. So war im April 2016 der Anteil der Kosten für Strombeschaffung, Vertrieb und Gewinnmarge für Haushalte in Grundversorgungsverträgen im Durchschnitt 20 Prozent teurer als in den Alternativangeboten der gleichen Grundversorger. Noch größer fällt der Unterschied beim Vergleich mit Angeboten alternativer Stromversorger aus. Die BNetzA liefert hierfür zwei Erklärungen: Die Grundversorgungsverträge böten kürzere Kündigungsfristen als die alternativen Angebote und unterlägen zudem einem höheren Zahlungsausfallrisiko. Beide Faktoren werden vom Stromversorger in Form einer Risikoprämie in die Stromversorgungskosten einbezogen. Auch kann davon ausgegangen werden, dass bei Grundversorgungsverträgen die Gewinnmarge höher ausfällt.

Für Frankreich führt die CRE die Vertriebskosten von EDF in ihren Beschlussfassungen zu den reglementierten Strompreisen für Kunden mit Bezugsleistungen bis 36 kVA auf²⁹. Diese setzen sich vor allem aus Personal- und sonstigen Kosten (Informationssysteme, Forderungsausfälle, sonstige Einkäufe usw.) zusammen. Für das Jahr 2015 schätzte die CRE die Vertriebskosten für Haushaltskunden mit „blauem“ Tarif sowie für sonstige Kunden mit „blauem“ Tarif auf respektive **1,14 bzw. 1,06 ct/kWh**. Außerdem liefert die CRE eine Bewertung der normalen Vergütung einer Tätigkeit mit geringem Kapitalaufwand, wobei sie unterschiedliche Risiken berücksichtigt. Über den Vergleich der europäischen Stromversorger kommt sie dabei auf eine **Gewinnmarge in Höhe von drei Prozent des Netto-Preises**. Für das Jahr 2016 bedeutet dies eine Marge von **0,32 ct/kWh und damit weniger als fünf Prozent der vom Versorger beeinflussbaren Kosten**, die zu über 75 Prozent aus der Strombeschaffung bestehen.

²⁵ Website des französischen Ministeriums für ökologischen und solidarischen Wandel (*Ministère de la transition écologique et solidaire*, MTEs), „[Commercialisation de l'électricité \(Stromvertrieb\)](#)“.

²⁶ Die Methodik zur Berechnung der Beschaffungskosten auf dem Markt wird unter anderem in der [délibération de la CRE du 13 juillet 2016 \(Beschlussfassung der CRE vom 13. Juli 2016\)](#) zum Vorschlag der reglementierten Stromverkaufspreise beschrieben.

²⁷ Website von EPEX SPOT, [Pressemitteilung vom 15. Dezember 2016](#) und [Auction Status- Capacity](#).

²⁸ CRE, [Délibération du 13 juillet 2016 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité](#) (Beschlussfassung vom 13. Juli 2016 zum Vorschlag der reglementierten Stromverkaufspreise).

²⁹ CRE, [Délibération du 13 juillet 2016 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité](#) (Beschlussfassung vom 13. Juli 2016 zum Vorschlag der reglementierten Stromverkaufspreise).



II.2. Netzkosten für den Stromtransport

Während im vorangegangenen Teil Deutschland und Frankreich aufgrund der sehr weitreichenden Integration der europäischen Großhandelsmärkte gemeinsam behandelt werden konnten, so ist dies im Falle der Ausgestaltung der Netzentgelte nicht möglich, da diese in beiden Ländern sehr unterschiedlich ausfällt.

II.2.1. Netzentgelte in Frankreich (TURPE)

Entsprechend Artikel L.341-3 des französischen Energiegesetzbuchs (*Code de l'énergie*) erstellt die CRE eine Methodik und macht einen Vorschlag über die Höhe der Netznutzungsentgelte (*Tarifs d'utilisation des réseaux*, TURPE). Dieser basiert auf den vom französischen Übertragungsnetzbetreiber RTE (*Réseau de transport d'électricité*) für die Übertragung und den vom Verteilnetzbetreiber Enedis getragenen Kosten. Anschließend veröffentlicht der für die Energie zuständige Minister diese im französischen Gesetzblatt (*Journal Officiel*) oder beauftragt die CRE mit einer neuen Beschlussfassung, wenn seiner Ansicht nach die ursprüngliche Beschlussfassung der CRE „die energiepolitische Ausrichtung nicht berücksichtigt“³⁰. Eine Regulierungsperiode erstreckt sich in der Regel über einen Zeitraum von vier Jahren. Bei der Festlegung der Entgelte stützt sich die CRE auf eine Prognose der Betriebskosten unter Einbeziehung der Effizienzziele sowie auf die eingesetzten Kapitalkosten. Die Unterschiede zwischen der Berechnung und den letztendlichen Einnahmen werden im Nachhinein mithilfe des Einnahmen-/Ausgabenausgleichskontos (*Compte de Régularisation des Charges et des Produits*, CRCP) korrigiert.³¹

Die französischen Netzentgelte bauen auf drei wichtigen Grundsätzen auf: dem sogenannten „Prinzip Briefmarke“ (*principe timbre-poste* - der Tarif ist unabhängig von der vom Elektron durchlaufenden Distanz) sowie dem Prinzip der im Vergleich zu einem effizienten Netzbetreiber erfolgenden Kostendeckung, die beide auch in Deutschland Anwendung finden. Der dritte Grundsatz dagegen ist spezifisch für Frankreich: ein im gesamten Land für ein gleiches Verbraucherprofil gültiger Einheitstarif (*préréquation tarifaire*). Außerdem sehen die französischen Tarife eine zeitliche Differenzierung vor³².

Im Rahmen der öffentlichen Konsultation zur strukturellen Neugestaltung der Netzkosten ab 1. August 2017 (TURPE 5) hat die CRE eine Studie zum Vergleich der europäischen Netzentgelte in Auftrag gegeben. Diese wurde von der Kanzlei Schwartz and Co. durchgeführt und stellt die für verschiedene Arten von Nutzern geltenden Tarife im Einzelnen dar³³. Für das Jahr 2015 liegen dabei laut Studiendaten die französischen Preise für die meisten Haushalts- und auch für Industriekunden leicht über dem Durchschnittswert der untersuchten Länder (Niederlande, Großbritannien, Italien, Deutschland, Spanien)³⁴.

³⁰ Der als TURPE 5 bezeichnete aktuellste Tarif, dessen Inkrafttreten für den 1. August 2017 geplant war, ist Gegenstand eines derartigen Verfahrens: In einem Brief vom 12. Januar 2017 bat die französische Umweltministerin die CRE um eine Überarbeitung ihrer Beschlussfassungen zu den Netznutzungsentgelten vom 17. November 2016. Die CRE gab der Nachfrage der Regierung nicht statt und kam in einer Beschlussfassung vom 19. Januar 2017 zu dem Schluss, dass sie die energiepolitischen Orientierungen der Regierung durchaus berücksichtigt habe. Infolge dieser Weigerung legte das Ministerium beim französischen Staatsrat (*Conseil d'Etat*) Berufung ohne aufschiebende Wirkung ein.

³¹ Für weitere Informationen: die von der CRE beauftragte Studie von Schwartz and Co.: [„Analyse critique des mécanismes de régulation incitative des gestionnaires de réseaux et d'infrastructures d'électricité et de gaz naturel \(Kritische Untersuchung der Mechanismen zur Anreizregulierung für Betreiber von Netzen und Infrastrukturen im Bereich Strom und Erdgas\)“](#), 23. November 2015.

³² Der TURPE 5 sieht bis zu fünf verschiedene Zeitbereiche in Niederspannung (BT) ≥ 36 kVA und in Mittelspannung (HTA) vor. Für Nutzer in Niederspannung (BT) < 36 kVA, wurde ein Tarif mit 4 Zeitbereichen (Niederlastzeiten/Hochlastzeiten und Sommer/Winter) eingeführt.

³³ Schwartz and Co., [„Etude comparative des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution d'électricité en Europe - Rapport final -Version 1.3 \(Vergleichende Studie der Netznutzungsentgelte in Europa – Abschlussbericht – Fassung 1.3\)“](#) 22. Juli 2016. Verfügbar auf der [Website der CRE](#).

³⁴ Schwartz and Co. haben sich dennoch dafür entschieden, die lokalen Stromendverbrauchssteuern (TCCFE und TDCFE) in die Berechnung der Gesamtnetzkosten einzubeziehen, da davon ausgegangen wird, dass der Großteil der Einnahmen den öffentlichen Verteilnetzen zugewiesen wird.





Tabelle 1 zeigt die im Rahmen der Studie von Schwartz and Co. gesammelten Daten (2016) für drei Standard-Verbrauchsprofile. Wie auch in Deutschland ist der die Energie (kWh) betreffende Anteil der Rechnung am höchsten, im Gegensatz zum Beispiel zu den Niederlanden, wo der Großteil der Rechnung auf die Bezugsleistung aufbaut³⁵. Seit Veröffentlichung dieser Daten hat die CRE weitere Preiserhöhungen beschlossen (siehe folgende Tabelle 2). Auf ihrer Website stellt sie ein [Instrument zur Preisberechnung](#) zur Verfügung, dem die Tariftabelle des TURPE zugrunde liegt³⁶.

Jahresverbrauch:	Haushalte - 3 500 kWh	Unternehmen - 50 MWh	Industrie - 10 GWh
Verwaltungskosten	8,88 €	55,44 €	69,12 €
Zähl- und Ablesekosten	18,96 €	399,24 €	514,68 €
Anteil Grundpreis/fest	16%	25%	0,3%
Entnahme - Leistung	21,6 €	490,97 €	20°701,96 €
Anteil Leistungspreis	13%	27%	11%
Entnahme - Energie	121,10 €	891,09 €	165°795,32 €
Anteil Arbeitspreis	71%	49%	89%
Gesamt ohne MwSt. (in Euro)	170,54 € (ohne MwSt.)	1 836,74 € (ohne MwSt.)	187 081,08 € (ohne MwSt.)
Gesamt ohne MwSt. (ct/kWh)	4,87	3,67	1,87

Tabelle 1: Netzkosten in Frankreich 2015 (ohne MwSt.)

Daten aus der von der CRE beauftragten Studie von Schwartz and Co. (2016), [Link](#)

Die Netznutzungsentgelte in ihrer derzeitigen Form gehen aus einem Gesetz vom 10. Februar 2000 hervor und gingen einher mit der organisatorischen Trennung von Stromversorgungs- und Netztätigkeiten. Tabelle 2 führt die verschiedenen Etappen der Preisentwicklung auf.

Tarifzeitraum	Zeitraum	Durchschnittliche Entwicklung Niederspannung (<i>Basse tension</i> , BT) Mittelspannung (<i>Haute tension A</i> , HTA) (Verteilnetz)	Durchschnittliche Entwicklung Hochspannung (<i>Haute tension B</i> , HTB) (Übertragungsnetz)	Inflation
TURPE 1	2000 – 2005	Keine Entwicklung	Keine Entwicklung	+ 9,8%
TURPE 2	2006-2009	-0,7 % ab 1. Januar 2006 anschließend keine Veränderung	-0,7 % ab 1. Januar 2006 anschließend keine Veränderung	+6,1%
TURPE 3	1. August 2009	+2%	+3%	+0,1% (2009)
	1. August 2010	+3,4%	+2,5%	+1,5%
	1. August 2011	+3,9%	+2,6%	+2,1%
	1. August 2012	+1,8%	+2,7%	+2,0%
TURPE 4 (HTB)	1. August 2013	+2,1%	+2,4%	+0,9%
TURPE 4 (HTA-BT)	1. Januar 2014	+3,6%	-	+0,5%
	1. August 2014	-1,3%	-1,3%	+0,2%
	1. August 2015	+0,4%	+2,4%	+0,7%
	1. August 2016	+1,1%	+1,4%	+0,9%
TURPE 5	1. August 2017	+2,71%	+6,8%	+0,9%

Tabelle 2: Schrittweise Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte auf verschiedenen Spannungsebenen

Daten: Beschlussfassungen der CRE zu Netzentgelten ([Link](#)); Darstellung: DFBEW.

³⁵ Zu den in beiden Ländern gewählten Konzepten zur Gestaltung der Verteilnetzpreise: siehe die Zusammenfassung der DFBEW-Konferenz vom 24. November 2016 zu den Verteilnetzen auf unserer [Website](#) (ausschließlich für Mitglieder).

³⁶ Darüber hinaus veröffentlichen die Netzbetreiber RTE (Übertragungsnetz) und Enedis (Verteilnetz) ein Online-Handbuch zu den für ihre jeweiligen Spannungsebenen geltenden Preise. Zu den Preisen des TURPE 4 am 1. August 2016 siehe [Website von RTE](#) und [Website von Enedis](#).



Während die Netzentgelte zwischen 2000 und 2009 nahezu unverändert blieben, ist seitdem ein jährlicher Anstieg deutlich über der Inflation zu beobachten. Der Anstieg für Hochspannungsnetzentgelte zum 1. August 2017 (um durchschnittlich +6,76%) ist nach Einschätzung der CRE vor allem durch die anstehenden Investitionen infolge der Energiewende und der Digitalisierung zu erklären. Auch äußere Faktoren beeinflussen die Situation: das Ende der während der vorhergehenden Tarifzeiträume zu viel gezahlten Beträge, die Einbeziehung bestimmter Netzstabilitätskosten und die Ausnahmen für stromkostenintensive Unternehmen³⁷. Bei den Verteilnetzen lag die von der CRE vorgeschlagene durchschnittliche Erhöhung um 2,71 Prozent zum 1. August 2017 weit unter dem von Enedis geforderten Satz. Auch hier verweist die CRE auf angesichts der Energiewende steigende Investitionen und Betriebskosten. Dagegen habe sich die Anpassung des geregelten Eigenkapitalvergütungssatzes (von 6,1% auf 4,1%) stark zugunsten einer Kostensenkung ausgewirkt. Das Programm zum flächendeckenden Rollout der kommunizierenden Linky-Stromzähler hat keinen Einfluss auf die Höhe des TURPE 5 für die Mittel- und Niederspannungsebene, da die hierfür getätigten Investitionen ab 2022 mit einer Reduzierung der Betriebskosten über ein spezielles Ausgleichskonto kompensiert werden sollen³⁸. Die CRE hat sich weder im Niedrig- noch im Mittelspannungsbereich für eine substantielle Erhöhung des Leistungsanteils entschieden.

II.2.2. Netzentgelte in Deutschland

Den Zahlen des BNetzA-Monitoringberichts für 2016 zufolge gab es in Deutschland 875 Verteilnetzbetreiber, von denen 80 Prozent weniger als 100 000 Entnahmestellen bedienen. Derzeit und bis 2019 gibt es keine bundesweit einheitlichen Netzentgelte. Die Regulierungsbehörde gibt für jeden Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und jeden Verteilnetzbetreiber (VNB) ihres Zuständigkeitsbereichs die Entwicklung der Erlösobergrenze für fünf Jahre (vier Jahre ab 2019) vor. Hierfür stützt sie sich auf die vom zertifizierten Netzbetreiber im Jahr n-3 vor Beginn des Regulierungszeitraums getragenen Kosten. Anschließend ist es Aufgabe des Netzbetreibers, seine Tarife unter Einhaltung der vorgegebenen Preisentwicklung zu gestalten, wobei weder die Struktur der Netzentgelte noch beispielsweise die jeweilige Gewichtung der Anteile für Energie oder für die Bezugsleistung vorgeschrieben werden.

Im August 2016 wurde eine umfassende Reform der Anreizregulierung verabschiedet³⁹, deren Bestimmungen größtenteils ab der nächsten Regulierungsperiode in Kraft treten werden (für Strom: 2019). Insbesondere sieht die Reform vor, dass die VNB jährlich – und nicht mehr erst in der folgenden Regulierungsperiode – ihre neuen Netzinvestitionen (insbesondere zur Integration der Erneuerbaren) in ihre Erlösobergrenze einbeziehen⁴⁰.

Aufgrund des Fehlens von bundeweiten Einheitstarifen und der sehr unterschiedlichen Profile der Verteilnetze (Länge der Leitungen und Zustand der Netze, Stadt oder ländliches Gebiet, Einfluss der fluktuierenden Einspeisung) können die Netzkosten von Region zu Region sehr unterschiedlich ausfallen (Tabelle 3). In bestimmten Gebieten Ostdeutschlands beispielsweise sind die Netzentgelte besonders hoch. Dies kann auf einen hohen Investitionsbedarf unter anderem aufgrund älterer Netzstrukturen und der Integration der Erneuerbaren in Kombination mit geringeren Verbraucherzahlen zurückgeführt werden⁴¹.

³⁷ Die französische [Verordnung vom 11. Februar 2016](#) führte eine TURPE-Vergünstigung von bis zu 90% ein, die den stromkostenintensiven Industrien (Mindestentnahme von 10 GWh) im Gegenzug zu Energieeffizienzmaßnahmen gewährt wurde. Nach der Beschlussfassung der CRE vom 17. November 2016 zur Einführung des TURPE 5 für Hochspannung sollte diese Maßnahme für den Zeitraum 2017 bis 2020 zu jährlichen Kosten in Höhe von 193 Millionen Euro führen.

³⁸ Website *Smart Grids* der CRE, „*Régulation incitative des systèmes de comptage évolués en électricité et en gaz (Anreizregulierung für fortschrittliche Zählersysteme im Strom- und Gasbereich)*“.

³⁹ Der vollständige Text der geänderten Fassung der Anreizregulierungsverordnung von August 2016 steht [online](#) zur Verfügung.

⁴⁰ Das Thema wird auch in der Zusammenfassung der DFBEW-Konferenz vom 24. November 2016 zu den Verteilnetzen behandelt. Diese steht den Mitgliedern auf unserer [Website](#) zur Verfügung.

⁴¹ Karten zu den regionalen Preisunterschieden und den Ursachen finden sich auf der [Website der BNetzA](#).



Die durchschnittlichen deutschen Netzkosten an sich sind im europäischen Vergleich hoch. Der Studie von Schwartz and Co. (2016) zufolge waren lediglich die italienischen Netzentgelte für Endkunden mit jährlich 3 500 kWh oder darüber noch höher. Der deutsche Durchschnittstarif für Verbrauchsmengen von 50 und 400 MWh war ebenfalls am teuersten. Die Netztarife für Industriekunden dagegen lagen eher im Durchschnitt⁴². Unternehmen mit einem Verbrauch über 10 GWh und einer Nutzungsdauer über 7 000 Stunden bzw. Unternehmen, deren Verbrauch vor allem außerhalb der Spitzenlastzeiten in Deutschland liegt, können um bis zu 90 Prozent reduzierte Netzentgelte nutzen⁴³.

Jahresverbrauch	Haushalte - 3 500 kWh		Unternehmen - 50 MWh		Industrie - 10 GWh	
	Unterer Bereich	Oberer Bereich	Niedrig	Hoch	Niedrig	Hoch
Grundpreis	58,00 €	58,40 €	58,00 €	58,40 €	-	-
Verwaltung - Ablesen	11,95 €	11,64 €	21,95 €	22,08 €	672 €	-
Anteil Grundpreis/fest	36%	17%	4%	2%	0%	0%
Entnahme - Leistung	-	-	-	-	209 776 €	162 624 €
Anteil Leistungspreis	-	-	-	-	68%	38%
Entnahme - Energie	125,65 €	345,80 €	1 795,00 €	4 940,00 €	96 000 €	264 000 €
Anteil Arbeitspreis	64%	83%	96%	98%	31%	62%
Gesamt ohne MwSt. (in Euro)	195,60 €	415,84 €	1 874,95 €	5 020,48 €	306 448 €	426 624 €
Gesamt ohne MwSt. (ct/kWh)	5,59	11,88	3,75	10,04	3,06	4,27

Tabelle 3: Ausgewählte Netzkosten in Deutschland im Januar 2017 (ohne MwSt.)
Die Eigenschaften der Kunden (Nutzungsdauer, Höchstleistung) stammen aus der Studie von Schwartz and Co. (2016, [Website der CRE](#)) und entsprechen Tabelle 1. Die Daten wurden auf Basis der am 01. Januar 2017 gültigen Preistabellen von [Wesernetz](#) (unterer Bereich) und [E.DIS](#) (oberer Bereich) aktualisiert. Die Vergünstigungen für Industriekunden wurden nicht berücksichtigt.

Der erste Regulierungsperiode der deutschen Anreizregulierung begann am 01. Januar 2009. Als Bezugsjahr diente 2006⁴⁴. Infolge dieser neuen Regulierung und des mit ihr einhergehenden Effizienzvergleichs der Netzbetreiber konnte ein kontinuierlicher Rückgang der durchschnittlichen Netzkosten bis 2011 festgestellt werden. Zwischen 2006 und 2011 beliefen sich diese auf 21 Prozent für Endkunden (3 500 kWh) und auf 23 Prozent für den Dienstleistungsbereich (50 MWh). Auf diesen Rückgang folgte eine von einem deutlichen Anstieg geprägte Phase bis 2011 und dann eine relative Stabilisierung bis 2015 (s. Abbildung 11).

In ihren Monitoringberichten nennt die BNetzA die Energiewende als den wichtigsten Faktor für den Anstieg seit 2011, da diese erneute Netzinvestitionen (Ausbau und Verstärkung) sowie zusätzliche Mittel für die Systemdienstleistungen erfordere. 2015 belief sich der für letztere bereitgestellte Betrag auf eine **Rekordhöhe von 1,13 Milliarden Euro** gegenüber 436 Millionen Euro im Vorjahr. Dabei wirkten sich die Entschädigungen, die an die Betreiber Erneuerbarer-Energien-Anlagen für Abregelungsmaßnahmen (478 Millionen Euro) gezahlt wurden, und die Redispatch-Kosten (412 Millionen Euro) im Jahr 2015 besonders stark auf den Gesamtbetrag aus⁴⁵. Allein die Redispatch-Kosten haben sich

⁴² Der Vergleich betraf Frankreich, die Niederlande, Großbritannien, Italien und Spanien.

⁴³ Diese Abschläge werden über eine Abgabe auf die Stromrechnung finanziert (§19 StromNEV-Umlage, s. unten), die sich 2017 voraussichtlich auf etwa 1,1 Milliarden Euro belaufen wird.

⁴⁴ Der erste Regulierungszeitraum lief von 2006 bis 2013, der zweite und noch aktuelle begann 2014 und wird zum 31. Dezember 2018 auslaufen. Die Dauer des dritten Zeitraums wird vier und nicht fünf Jahre betragen.

⁴⁵ Bundesnetzagentur (BNetzA), „[Monitoringbericht 2016](#)“, 30. November 2016.



zwischen 2011 (41,6 Millionen Euro) und 2015 verzehnfacht, was insbesondere auf fehlende Übertragungskapazitäten in Nord-Süd-Richtung zurückzuführen ist. 2016 sind diese Systemsicherheitskosten wieder zurückgegangen⁴⁶.

Die angesprochenen regionalen Unterschiede haben sich im Laufe der vergangenen Jahre verstärkt, wie ein Papier der Agora Energiewende von November 2016 verdeutlicht⁴⁷. Die Reform der Anreizregulierung von August 2016 löste einen starken Anstieg zum 1. Januar 2017 aus, da die Netzbetreiber jetzt die in den vergangenen Jahren getätigten Investitionen in ihre Erlösobergrenze einbeziehen. So kündigten die ÜNB TenneT und 50Hertz für 2017 einen durchschnittlichen Preisanstieg von 80 bzw. 45 Prozent an, dem eine Anhebung um nur fünf Prozent bei TransnetBW und um zehn Prozent bei Amprion gegenübersteht. Dieser Anstieg der Übertragungskosten wirkt sich auf die von den VNB in den betroffenen Bereichen für die unteren Spannungsebenen veranschlagten Preise aus. So erhöhten sich 2017 die Netzentgelte in Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein durchschnittlich um 20 Prozent, während sie in den anderen Bundesländern stagnierten oder gar zurückgingen (siehe Tabelle 4).

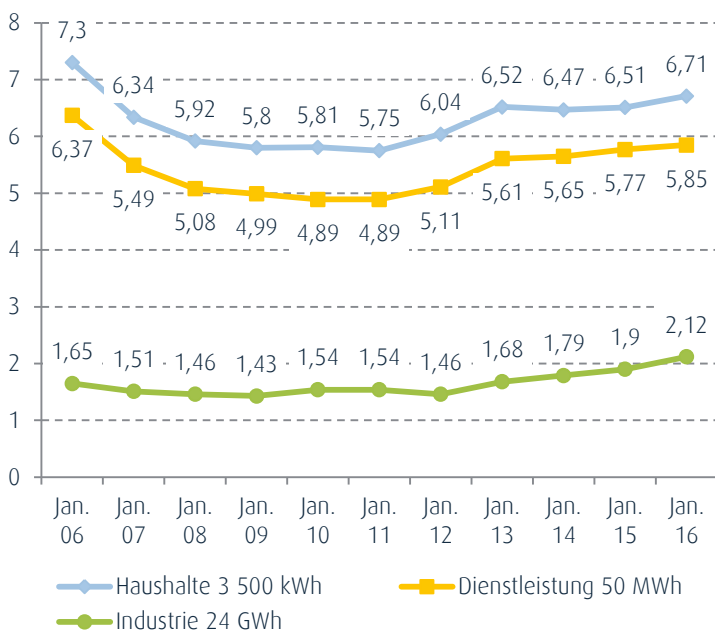


Abbildung 11: Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte in Deutschland seit 2006 (cent/kWh)
Quelle: BNetzA⁴⁸; Darstellung: DFBEW.

Bundesland	2017	2016-2017
Brandenburg	122,8	+20%
Mecklenburg-Vorpommern	116,4	+21%
Schleswig-Holstein	112	+18%
Thüringen	94	+7%
Sachsen-Anhalt	93,6	+12%
Sachsen	92,8	+11%
Niedersachsen	86,6	+15%
Bayern	84,2	+19%
Baden-Württemberg	81,8	+3%
Hessen	79,4	+6%
Rheinland-Pfalz	74,8	-2%
Berlin	73,8	+15%
Hamburg	73,6	0%
Saarland	72,2	-7%
Nordrhein-Westfalen	70,4	0%
Bremen	61	10%

Tabelle 4: Durchschnittliche jährliche Netzkosten für einen Verbrauch von 5 000 kWh (in Euro)
Quelle: Strom-Report.de

Netzkosten stellen heute den Faktor mit den größten regionalen Unterschieden und den stärksten Auswirkungen auf die Unterschiede bei den Strompreisen dar, während Steuern und Abgaben einer bundesweiten Vereinheitlichung unterfallen (s. nachstehenden Teil III.2). Angesichts dieser Situation hat der Deutsche Bundestag den Weg zu einer bundesweiten Vereinheitlichung der Übertragungsnetzkosten geebnet. Diese wird ab 1. Januar 2019 schrittweise erfolgen und sollte bis 31. Dezember 2022 abgeschlossen sein⁴⁹.

⁴⁶ In einem Bericht vom 29. Mai 2017 erklärt die BNetzA diese Bewegung mit einer Überholung der Redispatch- und Deckelungsregeln, aber auch mit einer aufgrund von Wetterbedingungen leicht rückgängigen Windenergieerzeugung.

⁴⁷ Agora Energiewende, „Entwicklung der Strom-Netzentgelte 2017“, November 2016.

⁴⁸ BNetzA, „Monitoringbericht 2016“, 30. November 2016.

⁴⁹ Das am 30. Juni 2017 verabschiedete Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMOG) sieht die Annahme einer Verordnung zur Festlegung des genauen Zeitplans dieser Vereinheitlichung vor.



II.3. Die Besteuerung von Strom in Deutschland und in Frankreich

II.3.1. Stromsteuern in Frankreich

Nach Eurostat-Angaben beliefen sich die öffentlichen Abgaben und Steuern in Frankreich Ende 2016 auf **35 Prozent des Stromendverbrauchs im Haushalts- und auf 27 Prozent im Industriesektor (0,5 bis 2 GWh)**. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über jene vier französischen Stromsteuern, auf die im weiteren Text ausführlicher eingegangen wird. Die Steuer mit dem größten Gewicht ist in Frankreich nach wie vor die Umsatzsteuer, am dynamischsten hat sich in den vergangenen Jahren jedoch die französische Strompreislage für öffentliche Dienstleistungen (*Contribution au Service Public de l'Électricité*, CSPE) entwickelt, über die unter anderem die öffentliche Förderung der erneuerbaren Energien finanziert wird.

Steuer	Bemessungsgrundlage und Steuersatz	Zuweisung	Gewicht ⁵⁰ am 31. März 2017
Französische Strompreislage - CSPE	Erhoben auf den Stromverbrauch 2017: 2,25ct/kWh	Finanziert in erster Linie die Förderung der erneuerbaren Energien und den Tarifausgleich – außer für erneuerbare Energien – in den französischen Inselgebieten (<i>Zones non interconnectées au réseau métropolitaine continentale</i> , ZNI). Seit dem 01. Januar 2016 Teil des französischen Staatshaushalts	13% der Brutto-Stromrechnung im reglementierten Stromtarif
Netzkostenbeitrag (<i>Contribution tarifaire d'acheminement</i>, CTA)	27,04% auf den festen Anteil des Netzentgelts (TURPE) für Verteilnetze, 10,14% für Übertragungsnetze	Finanziert das Rentenversicherungssystem für die Elektro- und Gasindustrie (<i>Caisse Nationale des Industries Electriques et Gazières</i>)	2% der Brutto-Stromrechnung im reglementierten Stromtarif
Stromendverbrauchssteuer (<i>Taxe sur la consommation finale d'électricité</i>, TCFE)	Erhoben auf den Stromverbrauch: fester Satz pro Gemeinde (TCCFE) und pro Departement (TDCFE). Obergrenze von 0,96 ct/kWh ≤ 36 kVA und 0,32 ct/kWh von 36 bis 250 kVA	Den Haushalten der Kommunen (<i>Taxe communale sur la consommation finale d'électricité</i> , TCCFE) bzw. der Departements (<i>Taxe départementale sur la consommation finale d'électricité</i> , TDCFE) zugewiesen	6% der Brutto-Stromrechnung im reglementierten Stromtarif
Umsatzsteuer	Satz von 5,5% auf den Grundpreisanteil des Netznutzungsentgelts und auf die CTA. Satz von 20% auf den variablen Verbrauchsanteil, die CSPE und die TCFE	Erhoben auf alle Güter und Dienstleistungen und dem Staatshaushalt zugewiesen	15% der Brutto-Stromrechnung im reglementierten Stromtarif

Tabelle 5: Überblick über die französischen Stromsteuern
Quellen: [Französisches Wirtschaftsministerium](#), *Médiateur de l'énergie* (Französischer Energiemediator), [CRE](#)
Darstellung: DFBEW

⁵⁰ CRE, *Observatoire des marchés du détail* (Monitoringbericht der Endkundenmärkte), 01. Quartal 2017



Der französische Beitrag zur öffentlichen Stromversorgung (*Contribution au Service Public d'Electricité, CSPE*)

Die CSPE wurde zunächst als Umlage durch das französische Gesetz vom 03. Januar 2003 zur Regelung der Strom- und Gasmärkte eingeführt. Seit dem 1. Januar 2016⁵¹ wird sie nicht mehr die Form einer Umlage erhoben, sondern als Steuer dem Staatshaushalt zugeführt, weshalb die CSPE jetzt der direkten parlamentarischen Kontrolle unterliegt. **Für 2016 und 2017 beläuft sich die CSPE auf 2,25 ct/kWh.**

In ihrem Bericht zur Schätzung der CSPE für das Jahr 2018 geht die CRE von Ausgaben für die öffentliche Stromversorgung in Höhe von 7,94 Milliarden Euro aus⁵². Die drei wichtigsten Posten sind dabei die Förderung der erneuerbaren Energien (68%), der Tarifausgleich in den französischen Inselgebieten (*zones non interconnectées, ZNI*) (18%) und die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (9%). Abbildung 17 stellt die Entwicklung dieser Kosten seit 2003 dar und Abbildung 18 die des tatsächlich erhobenen CSPE-Satzes.

2010 war die Höhe der drei zuvor genannten Posten (Erneuerbare, ZNI, Kraft-Wärme-Kopplung) noch ungefähr gleich. Seitdem haben sich die Kosten für die Förderung der Erneuerbaren zwischen 2010 und 2016 um das 5,8-Fache erhöht, wohingegen die Summe der beiden anderen Posten unverändert blieb. Wenngleich die verschiedenen Vergütungssätze für die einzelnen Erneuerbaren-Technologien kontinuierlich reduziert wurden, sorgte die Erhöhung der installierten Kapazitäten trotz sinkender Stromgroßhandelspreise für einen Anstieg der Gesamtkosten. Im Bereich erneuerbare Energien stellen die Förderung von Photovoltaik und Windenergie die größten Posten dar.

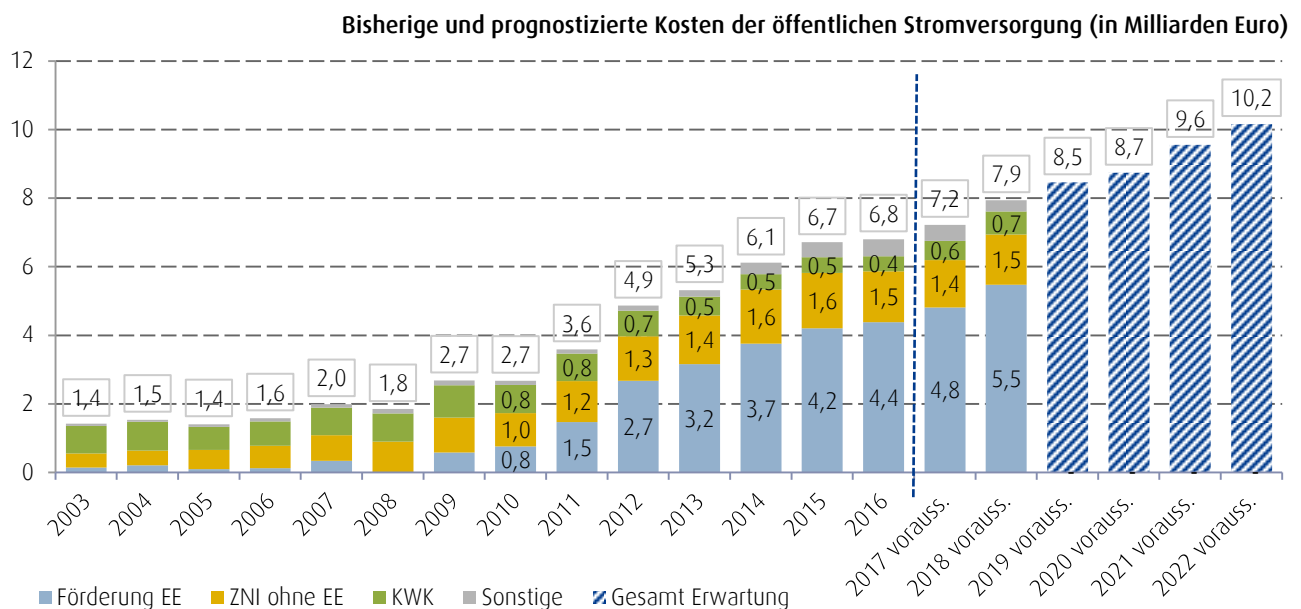


Abbildung 12: Vergangene und prognostizierte Kosten der öffentlichen Stromversorgung in Frankreich
Quelle: CRE; Darstellung: DFBEW

⁵¹ *Loi n°2015-1786 du 29 décembre 2015 de finances rectificative pour 2015* (Französisches Gesetz Nr. 2015-1786 über den Nachtragshaushalt 2015 vom 29. Dezember 2015) (LFR 2015). Die ehemalige CSPE wurde formal abgeschafft und ihre Funktion in die *Taxe Intérieure sur la Consommation Finale de l'électricité*, TICFE (Binnensteuer auf den Stromverbrauch) integriert, die auf alle Verbraucher ausgedehnt und in „CSPE“ umbenannt wurde. Sie geht aus [Artikel 266 d C des französischen Zollgesetzbuchs \(Code des douanes\)](#) hervor.

⁵² Dies umfasst 140 Millionen Euro Abgaben aus dem Gasbereich (Einspeisevergütung für Biomethan und Sozialleistungen).



2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
0,3	0,33	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,9	1,05	1,35	1,65	1,95	2,25	2,25

Tabelle 6: Entwicklung der CSPE seit 2003 (ct/kWh)
Quelle: CRE; Darstellung: DFBEW

Seit 2009 lag die Höhe des von der Regierung per Verordnung verabschiedeten Beitrags kontinuierlich unter dem von der CRE vorgeschlagenen Betrag. Für EDF als für die Zahlung der Einspeisevergütung zuständiger Akteur führte dies zu einem Ausgleichsdefizit, das 2015 mit 5,4 Milliarden einen Maximalwert erreichte⁵³. Bis 2020 wird daher ein Teil der CSPE-Einnahmen für die Rückzahlung dieses Fehlbetrags samt der damit verbundenen Zinsen herangezogen.

Wie auch in Deutschland bestehen diverse Ausnahmen oder Befreiungen von der CSPE. Diese gehen aus Artikel 266 d C des französischen Zollgesetzbuchs (*Code des douanes*) hervor. Vollständig befreit sind ausschließlich Nicht-Stromendkunden⁵⁴. Tabelle 7 stellt die seit dem 1. Januar 2016 geltenden ermäßigten Sätze dar. Vor diesem Datum beliefen sich die – weitgehend, allerdings unter anderen Kriterien, übernommenen – CSPE-Freistellungen auf rund 20 Prozent des französischen Binnenstromverbrauchs (ohne Stromtransportverluste).

reduzierter Satz	Verbraucher mit Anspruch auf Ermäßigung
• 0,05 ct/kWh	<ul style="list-style-type: none"> • Personen- oder Güterverkehr (Zug, U-Bahn, Straßenbahn usw.) • Stark stromintensive Tätigkeiten (Stromverbrauch > 6 kWh pro Euro Mehrwert + Tätigkeitsbereiche mit über 25% Handel mit Drittländern)
	Stromintensive Unternehmen mit Risiko einer Verlagerung des CO₂-Ausstoßes:
• 0,1 ct/kWh	• Unternehmensverbrauch > 3 kWh/Euro Mehrwert
• 0,25 ct/kWh	• Unternehmensverbrauch zwischen 1,5 und 3 kWh/Euro Mehrwert
• 0,55 ct/kWh	• Unternehmensverbrauch ≤ 1,5 kWh/Euro Mehrwert
	Stromintensive Unternehmen (die Steuerlast würde 0,5% der Wertschöpfung übertreffen):
• 0,2 ct/kWh	• Unternehmensverbrauch > 3 kWh/Euro Mehrwert
• 0,5 ct/kWh	• Unternehmensverbrauch zwischen 1,5 und 3 kWh/Euro Mehrwert
• 0,75 ct/kWh	• Unternehmensverbrauch ≤ 1,5 kWh/Euro Mehrwert

Tabelle 7: CSPE-Ausnahmen und -Ermäßigungen 2017
Quelle: [Französisches Zollgesetzbuch \(Code des douanes\)](#); Darstellung: DFBEW

Der Netzkostenbeitrag (Contribution tarifaire d'acheminement, CTA)

Der Netzkostenbeitrag wurde durch das französische Gesetz Nr. 2004-803 vom 9. August 2004 eingeführt und muss von allen Strom- und Gasverbrauchern gezahlt werden. Seine Höhe legt der für Energie zuständige Minister per Erlass fest. Die Steuer kommt direkt der staatlichen Rentenkasse der Elektro- und Gasindustrie (*Caisse Nationale des Industries Electriques et Gazières, CNIEG*) zugute. Erst seit 2009 wird sie in der Stromrechnung explizit aufgeführt. Der derzeit gültige Satz wurde im Erlass vom 26. April 2013 festgelegt und berücksichtigt die Prognose der CNIEG-Kosten bis 2017. Die Steuer wird auf Grundlage des festen Anteils des Netzentgelts berechnet. Für einen 6-kVA-Zähler und einen Jahresverbrauch von 3 500 kWh belief sich dieser feste Anteil des Netzentgelts am 01. August 2016 auf 54,12 Euro

⁵³ Für weitere Informationen zur Finanzierungsreform der CSPE von 2016 und deren Anwendung 2017: s. das Gutachten von Bruno Sido zum Bericht Nr. 141 des französischen Senats zum Haushaltsplan für 2017 ([Link](#)). (auf Französisch)

⁵⁴ Zum Beispiel Verfahren zur Metallherstellung, zur chemischen Reduktion oder Elektrolyse bzw. Produkte, bei denen der Stromverbrauch über 50% der Kosten ausmacht.



(ohne MwSt.), was zu einem Netzkostenbeitrag von 14,63 €/Jahr bzw. 0,42 ct/kWh führte⁵⁵. Die Einnahmen aus der CTA beliefen sich 2011 auf 1,1 Milliarden Euro bzw. 29 Prozent der CNIEG-Mittel⁵⁶.

Die lokalen Stromendverbrauchssteuern (TCCFE und TDCFE)

Diese Steuern gelten ausschließlich für Standorte mit einer Bezugsleistung unter 250 kVA. Dabei handelt es sich um eine nicht zweckgebundene Einnahme, die in den allgemeinen Haushalt der Departementräte (*Conseils Généraux*) im Falle der TDCEF bzw. der Stadträte (*Conseils Municipaux*) im Falle der TCCFE einfließt. Der Satz der TCFE liegt bei **0,025 ct/kWh** für Anschlüsse zwischen 36 und 250 kVA und bei **0,075 ct/kWh** unter 36 kVA. Anschließend wenden die Gemeinden bzw. Departements auf diesen Satz einen Multiplikator an, um die in ihrem Gebiet geltende Steuer zu ermitteln. Dabei nutzen die meisten Gebiete den Höchstsatz (4,25 für Departements und 8,5 für Gemeinden)⁵⁷. Seit ihrer Einführung durch das französische Gesetz Nr. 2010-1488 vom 7. Dezember 2010 zur Neu-Organisation des Strommarkts (NOME) sind die Sätze gleich geblieben und die Faktoren haben sich praktisch nicht weiterentwickelt⁵⁸. Die wenigen möglichen Fälle von Freistellungen betreffen zum Beispiel den Schienentransport, den zum Erhalt der Stromerzeugungskapazität eingesetzten Strom oder den von den Stromnetzbetreibern zum Ausgleich ihrer Transportverluste gekauften Strom.

Die Mehrwertsteuer (MwSt.)

Wie in Deutschland wird die Umsatzsteuer auf sämtliche Güter und Dienstleistungen erhoben und ihre Einnahmen fließen in den allgemeinen Staatshaushalt. Der **Mehrwertsteuersatz von 5,5 Prozent** gilt für den festen Anteil des Rechnungsbetrags sowie für die CTA, während auf den variablen Anteil der Stromrechnung (Verbrauch und Bezugsleistung) sowie auf die CSPE und die TCFE ein **Steuersatz von 20 Prozent** angelegt wird. Die französische Mehrwertsteuer wurde zuletzt am 1. Januar 2014 erhöht (von 19,6 auf 20%).

Für Endkunden ist die Umsatzsteuer die höchste der auf den Stromverbrauch erhobenen Steuern (rund 15% des Gesamtbetrags zum reglementierten Strompreis am 31. März 2017). Sie ist der dritthöchste einzelne Kostenfaktor nach der Strombeschaffung und den Netzkosten.

II.3.2. Die deutschen Abgaben und Stromsteuern

Die Daten von Eurostat stufen Deutschland bezüglich der Höhe der Stromsteuern im EU-Vergleich sowohl im Bereich der Privathaushalte (nach Dänemark) als auch für kleine Industrieunternehmen (nach Italien) auf den zweiten Platz ein. Seit 2014 macht der Anteil der öffentlichen Abgaben für kleine Verbraucher über 50 Prozent des Strompreises aus.

⁵⁵ Die Website des französischen Energiemediators (*Médiateur national de l'énergie*) stellt ein [System zur ungefähren Berechnung](#) der verschiedenen Steuern zur Verfügung.

⁵⁶ Französischer Rentenbeirat (*Conseil d'orientation des retraites*), „*Perspectives 2020, 2040 et 2060 – Le régime de retraite des salariés des industries électriques et gazières* (Perspektiven 2020, 2040 und 2060 – Das Rentensystem der Angestellten der Elektro- und Gasindustrie)“ 26. März 2013.

⁵⁷ MTEs, „*Panorama énergies-climat, édition 2016 (Energien-Klima-Panorama, Ausgabe 2016)*“ Blatt 34: „*La fiscalité sur l'énergie* (Die Besteuerung von Energie)“, 1. April 2017.

⁵⁸ Französische Generaldirektion für öffentliche Finanzen, [Taxe sur la consommation finale d'électricité \(TCFE\) \(Stromendverbrauchssteuer \(TCFE\)\)](#). Durch das Gesetz NOME wurde die vormalige lokale Stromsteuer (*Taxe Locale de l'Électricité*, TLE) durch die neue TCFE ersetzt.



Steuer/Abgabe	Bemessungsgrundlage und Steuersatz	Zuweisung	Gewicht ⁵⁹ am 01. April 2016
Konzessionsabgabe	Erhoben auf den Stromverbrauch (kWh): Höhe abhängig von der Einwohnerzahl der Gemeinde und der Vertragsart.	Von den VNB für die Nutzung der öffentlichen Verkehrswege an die Gemeinden gezahlte Abgabe. Entsprechend Konzessionsabgabenverordnung (KAV).	5% der Brutto-Stromrechnung (alternativer Stromversorger)
EEG-Umlage	Erhoben auf den Verbrauch (kWh): unterschiedliche Höhe je nach Verbrauch. Jährlich von den vier ÜNB festgelegt.	Finanziert die Förderung der stromerzeugenden erneuerbaren Energien (feste Einspeisevergütung und Marktprämien). Unterliegt dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG).	23% der Brutto-Stromrechnung (alternativer Stromversorger)
KWK-Umlage		Finanziert die Förderung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Unterliegt dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG).	2% der Brutto-Stromrechnung (alternativer Stromversorger)
Umlage nach § 19 StromNEV	Erhoben auf den Stromverbrauch (kWh): drei Sätze je nach Verbrauchshöhe. Jährlich von den vier ÜNB festgelegt.	Finanziert die Netzentgeltausnahmen für Verbrauchsprofile außerhalb der Lastspitzen und stromintensive Unternehmen. Unterliegt der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV).	1% der Brutto-Stromrechnung (alternativer Stromversorger)
Offshore-Haftungsumlage		Finanziert die von den ÜNB an Offshore-Windparkbetreiber gezahlten Entschädigungen für netzbedingte Verzögerungen oder Ausfälle. Unterliegt dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG).	0,1% der Brutto-Stromrechnung (alternativer Stromversorger)
Abschaltbare Lasten-Umlage	Erhoben auf den Stromverbrauch (kWh): jährlich von den vier ÜNB festgelegter Einheitssatz.	Finanziert die Vergütung abschaltbarer Verbrauchseinrichtungen. Unterliegt der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AblAV).	2016 nicht erhoben, 2015 und 2017 0,2% der Brutto-Stromrechnung.
Stromsteuer	Erhoben auf den Stromverbrauch (kWh): im Gesetz definierter fester Steuersatz (seit 2004 unverändert).	Fließt in den allgemeinen Staatshaushalt ein und reduziert insbesondere Arbeitnehmer- und Arbeitgeberabgaben zur Rentenfinanzierung. Unterliegt dem Stromsteuergesetz (StromStG).	7% der Brutto-Stromrechnung (alternativer Stromversorger)
Mehrwertsteuer	Einheitssteuersatz von 19% auf den gesamten Verbrauch, die Netzkosten und sämtliche Abgaben und Steuern.	Erhoben auf alle Güter und Dienstleistungen, dem Staatshaushalt zugewiesen.	16% der Brutto-Stromrechnung (alternativer Stromversorger)

Tabelle 8: Überblick über die deutschen Abgaben und Stromsteuern
Quellen: [BMWj](#), [Netztransparenz](#), [BNetzA](#); Darstellung: DFBEW

2010 war der Anteil der Konzessionsabgabe, der Stromsteuer und der EEG-Umlage mit je rund 20 Prozent der Gesamtsteuerhöhe ungefähr gleich hoch, während die Umsatzsteuer 40 Prozent ausmachte. Zwischen 2010 und 2016 blieben Umsatzsteuer, Konzessionsabgaben und Stromsteuer gleich, die EEG-Umlage hingegen verdreifachte sich. 2016 machte diese Abgabe 41 Prozent der Steuern und 22 Prozent der Gesamtrechnung eines Kunden aus. Der folgende Teil

⁵⁹ BNetzA, Monitoringbericht 2016: Verbrauch von 2 500 bis 5 000 kWh am 01. April 2016.

geht deshalb näher auf die vier zuvor genannten Bestandteile der Stromrechnung ein und behandelt diese vier Abgaben, die gemeinsam weniger als fünf Prozent der Steuern ausmachen (Kraft-Wärme-Kopplung, Netzentgeltausnahmen, Offshore-Netzanschluss und abschaltbare Lasten).

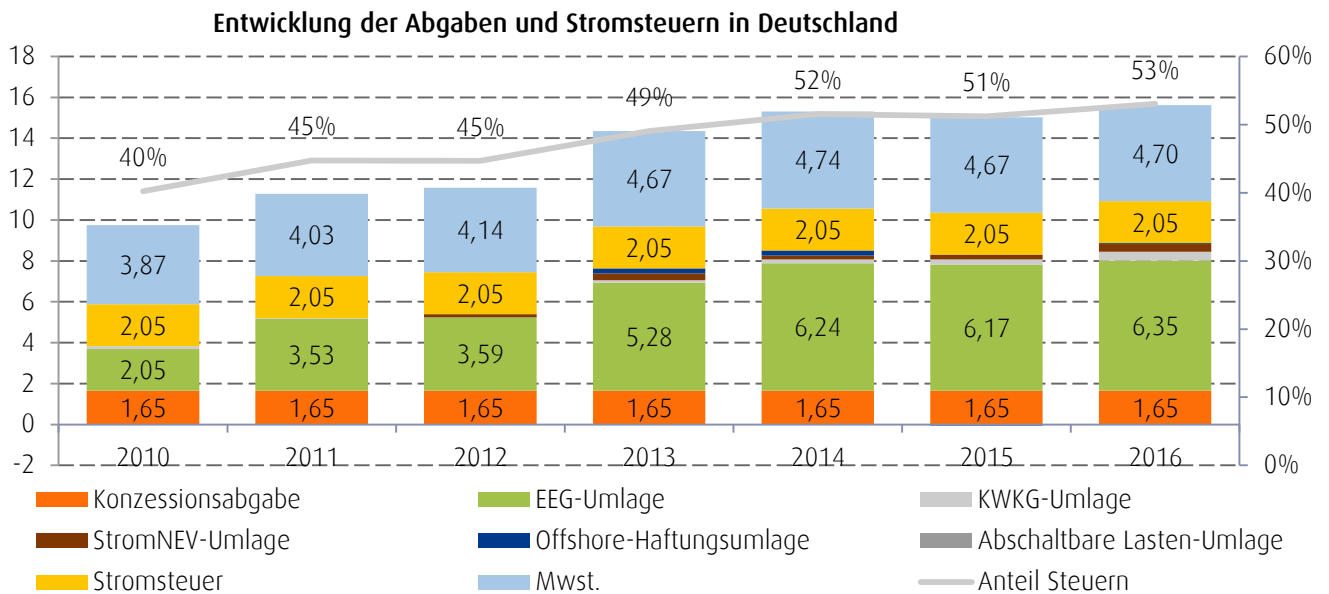


Abbildung 13: Entwicklung der Abgaben und Gesamtgewicht am Strompreis für Endverbraucher in Deutschland
Quellen: [BMWj](#), [Netztransparenz](#), [BNetzA](#); Darstellung: DFBEW

Die Konzessionsabgaben

Die Konzessionsabgaben werden von den Stromnetzbetreibern an die Gemeinden für die Nutzung der öffentlichen Verkehrswege (insbesondere für Baumaßnahmen) gezahlt und von den VNB an die Endkunden weitergegeben. Die Konzessionsabgabenverordnung (KAV) stammt in ihrer ersten Fassung aus dem Jahr 1941 und legt die anzuwendende Abgabenhöhe fest. Für Tarifikunden im Niederspannungsbereich fallen die Höchstsätze je nach Einwohnerzahl unterschiedlich aus⁶⁰. Die durchschnittliche Abgabenhöhe kleiner Verbraucher liegt nach den Monitoringberichten der BNetzA seit mehreren Jahren unverändert bei rund **1,65 ct/kWh**. Große Industrieanlagen (mit Bezugsleistungen über 30 kW mindestens zweimal jährlich oder einem Jahresverbrauch über 30 MWh) zahlen unabhängig von der Einwohnerzahl der Stadt eine Abgabe von **0,11 ct/kWh**. 2011 beliefen sich die Einnahmen aus der Abgabe auf insgesamt 3,5 Milliarden Euro und stellten so für die Gemeinden eine nicht zu vernachlässigende Einnahmequelle dar⁶¹.

Die EEG-Umlage (Förderung der erneuerbaren Energien)

In Deutschland erfolgt die finanzielle Förderung in Form einer festen Einspeisevergütung oder einer Marktprämie, die von den deutschen ÜNB an die Erneuerbaren-Anlagen in ihrer jeweiligen Regelzone gezahlt werden. Die hierfür gezahlten Beträge werden ihnen über ein spezielles sogenanntes „EEG-Umlagekonto“ erstattet, das aus der EEG-Umlage gespeist wird. Da die Umlage auf den Stromverbrauch der Endkunden erhoben wird, durchlaufen die

⁶⁰ 1,32 ct/kWh in Städten bis 25 000 Einwohner, 1,59 ct/kWh bis 100 000 Einwohner, 1,99 ct/kWh bis 500 000 Einwohner und 2,39 ct/kWh bei über 500 000 Einwohnern.

⁶¹ Eine von der Kanzlei Raue LLP im Auftrag von Agora Energiewende, European Climate Foundation und The Regulatory Assistance Project durchgeführte [Studie von September 2013](#) liefert einen detaillierten Überblick über die bisherige Entwicklung und die zukünftigen Herausforderungen dieser Regelung.

entsprechenden Beträge also nicht die Staatskasse. Jedes Jahr im Herbst veröffentlichen die ÜNB die Höhe der EEG-Umlage für das Folgejahr und eine Prognose für die vier bevorstehenden Jahre.

Demnach beläuft sich die voraussichtliche Gesamtförderhöhe im Rahmen des EEG für 2017 auf 25,7 Milliarden Euro. Die aktuellen Prognosen der ÜNB gehen von einem Gesamtbetrag von 28,4 Milliarden Euro für 2021 aus, wobei dieser Betrag zwischen 2020 und 2021 erstmals rückläufig sein wird (Abbildung 14). Für das EEG-Umlagekonto wurde Ende Juni 2017 eine positive Bilanz von 4,9 Milliarden Euro verzeichnet (nach 2 Mrd. Euro im Vorjahr).

Mrd. € **Entwicklung der EEG-Kosten in der Vergangenheit und Prognosen (in Milliarden Euro)**

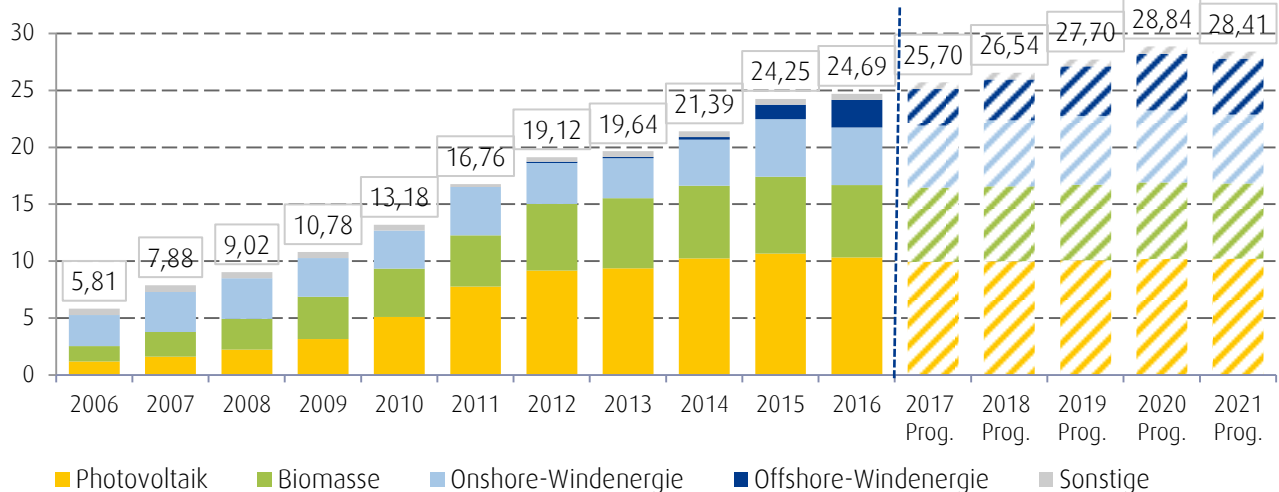


Abbildung 14: Entwicklung der EEG-Kosten

Quellen: [BNetzA](#), [Netztransparenz](#); Darstellung: DFBEW

2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
0,41	0,58	0,68	0,88	1,02	1,12	1,13	2,047	3,53	3,592	5,277	6,24	6,17	6,354	6,88

Tabelle 9: Entwicklung der EEG-Umlage in der Vergangenheit (ct/kWh)

Quelle: BNetzA; Darstellung: DFBEW

Artikel 64 des EEG sieht eine **reduzierte EEG-Umlage für stromintensive Verbraucher** vor, die in Branchen tätig sind, die in starkem internationalem Wettbewerb stehen („Besondere Ausgleichsregelung“). Die betroffenen Branchen werden in zwei Listen in Anhang 4 des EEG aufgeführt. Die ermäßigte Umlage greift dabei erst ab der ersten verbrauchten GWh und es bestehen zwei Freistellungshöhen. Über die erste GWh hinaus zahlen Unternehmen, deren Stromintensität⁶² über 17 Prozent (Liste 1) oder 20 Prozent (Liste 2) beträgt, **15 Prozent der EEG-Umlage**. Der reduzierte Satz von 20 Prozent der EEG-Umlage gilt ausschließlich für (meist in starkem internationalem Wettbewerb stehende) Unternehmen aus Liste 1, deren Stromintensität zwischen 14 und 17 Prozent liegt. Für 2017 fallen **20 Prozent des Stromendverbrauchs** (93 von 547 TWh) auf Verbraucher mit reduzierter EEG-Umlage oder vollständiger Freistellung. Der für 2017 berücksichtigte Eigenverbrauch ohne oder mit geringer Besteuerung belief sich auf 62 TWh.

Sonstige Abgaben:

Die Höhe der folgenden vier von den ÜNB verwalteten Abgaben ist Gegenstand einer jährlichen Veröffentlichung durch den VNB auf der gemeinsamen Plattform „[Netztransparenz](#)“⁶³.

⁶² Die Frage, ob ein Unternehmen als „stromintensiv“ einzuschätzen ist, wird durch das Verhältnis der Stromkosten zur durchschnittlichen Wertschöpfung in den vergangenen drei Jahren bestimmt.

⁶³ Netztransparenz, „[KWKG-Umlage](#)“, „[§19 StromNEV-Umlage](#)“, „[Offshore-Haftungsumlage](#)“, „[Abschaltbare Lasten-Umlage](#)“



- **KWK-Umlage:** Mit ihr wird die Förderung für die Betreiber von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen finanziert, die fossile Energien einsetzen (wobei Kohle seit der Reform des KWKG vom 22. Dezember 2016 von der Förderung für neue Anlagen ausgeschlossen ist). Die Reform im Jahr 2016 sorgte für einen erheblichen Anstieg der gewährten Förderung und eine Verdoppelung der maximalen Gesamtfördersumme auf 1,5 Milliarden Euro jährlich. Für 2017 beläuft sich der voraussichtliche Betrag auf 1,3 Milliarden Euro für eine Umlage von 0,438 ct/kWh.
- **StromNEV-Umlage:** Entnahmestellen, deren Verbrauch vor allem außerhalb der Lastspitzenzeiten liegt sowie Verbraucher mit einer Nutzungsdauer über 7 000 Stunden und einem Jahresverbrauch über 10 GWh können spezielle Netzentgelte nutzen, die sich je nach Nutzungsdauer auf 20, 15 oder 10 Prozent der normalen Netzentgelte belaufen. Die voraussichtlichen Gesamtkosten dieses Mechanismus lagen 2017 bei 1,1 Milliarden Euro, was einer Abgabe von 0,388 ct/kWh entspricht.
- **Offshore-Haftungsumlage:** Die 2013 im Rahmen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) eingeführte Umlage regelt Fragen der Haftung und Entschädigung im Zusammenhang mit dem Netzanschluss von Offshore-Windenergieanlagen. Aus rechtlichen Gründen darf sie nicht über 0,25 ct/kWh liegen. 2017 und 2015 fiel sie aufgrund von in den Vorjahren zu hoch angesetzten Zahlungen negativ aus.
- **Abschaltbare Lasten:** Der Mechanismus zur Vergütung abschaltbarer Lasten beläuft sich 2017 voraussichtlich auf 34 Millionen Euro. Dies entspricht einer Abgabe von 0,006 ct/kWh.

Abgabe	Kategorie A erstes entnommenes GWh	Kategorie B weiterer Verbrauch >1 GWh	Kategorie C stromintensive Unternehmen > 1 GWh*
Kraft-Wärme-Kopplung	0,438 ct/kWh	0,08 ct/kWh	0,06 ct/kWh
StromNEV-Umlage	0,388 ct/kWh	0,05 ct/kWh	0,025 ct/kWh
Offshore-Haftungsumlage	-0,028 ct/kWh	0,038 ct/kWh	0,025 ct/kWh
Abschaltbare Lasten		0,006 ct/kWh	

* Kategorie C bezieht sich auf Nutzer, deren Stromkosten im Vorjahr mehr als 4 Prozent ihres Umsatzes betragen.

Tabelle 10: Übersicht über die Höhe von vier ausgewählten Abgaben (Jahr 2017)
Quelle: [Netztransparenz](#), Darstellung: DFBEW

Sonstige Abgaben: Mehrwertsteuer und Stromsteuer

Der volle Mehrwertsteuersatz gilt für die gesamte Stromrechnung einschließlich Abgaben und liegt derzeit bei 19 Prozent. Er wurde zuletzt am 01. Januar 2007 um drei Prozentpunkte angehoben. Seit 2013 ist die EEG-Umlage höher als die Mehrwertsteuer und letztere stellt seitdem den zweitgrößten Posten der öffentlichen Abgaben dar.

Die 1995 eingeführte Stromsteuer ist ein Bestandteil der umweltbezogenen Steuern⁶⁴ in Deutschland. Der Satz der Stromsteuer, deren Einnahmen in den Staatshaushalt und insbesondere in die Rentenkassen fließen, ist seit 2004 unverändert, weshalb sich sein relatives Gewicht auf den Gesamtrechnungsbetrag reduziert. Die jährlichen Einnahmen aus dieser Steuer liegen zwischen 6,5 und 7 Milliarden Euro und stellen etwas mehr als 10 Prozent der umweltbezogenen Steuern dar.

⁶⁴ Website des Umweltbundesamtes, „[Umweltbezogene Steuern und Gebühren](#)“



Liste der Abbildungen und Tabellen

- Abbildung 1:** Struktur des französischen Strommarktes
Abbildung 2: Wettbewerbsstruktur des französischen Endkundenmarktes von 2008 bis 2016
Abbildung 3: Struktur des deutschen Strommarktes
Abbildung 4: Wettbewerbsstruktur des deutschen Endkundenstrommarktes von 2008 bis 2015
Abbildung 5: Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise (inkl. MwSt.) auf dem französischen Strommarkt
Abbildung 6: Entwicklung der Strompreis-Bestandteile in Frankreich (2012-2016) (2. Halbjahr 2012 und 2. Halbjahr 2016)
Abbildung 7: Entwicklung der durchschnittlichen Brutto-Strompreise auf dem deutschen Haushaltsstrommarkt
Abbildung 8: Gewichtung der Strompreis-Bestandteile in Deutschland (2012-2016)
Abbildung 9: Terminpreis Y+1 für Grundlast in Deutschland und in Frankreich 2013-2017
Abbildung 10: Day-Ahead-Spotpreis für Grundlast in Deutschland und in Frankreich 2013-2017
Tabelle 1: Netzkosten in Frankreich 2015 (ohne MwSt.)
Tabelle 2: Schrittweise Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte auf verschiedenen Spannungsebenen
Tabelle 3: Ausgewählte Netzkosten in Deutschland im Januar 2017 (ohne MwSt.)
Abbildung 11: Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte in Deutschland seit 2006 (ct/kWh)
Tabelle 4: Durchschnittliche jährliche Netzkosten für einen Verbrauch von 5 000 kWh (in Euro)
Tabelle 5: Überblick über die französischen Stromsteuern
Abbildung 12: Bisherige und prognostizierte Kosten der öffentlichen Stromversorgung in Frankreich
Tabelle 6: Entwicklung der CSPE seit 2003 (ct/kWh)
Tabelle 7: CSPE-Freistellungen und -Ermäßigungen 2017
Tabelle 8: Überblick über die deutschen Abgaben und Stromsteuern
Abbildung 13: Entwicklung der Abgaben und Gesamtgewicht am Strompreis für Endverbraucher in Deutschland
Abbildung 14: Entwicklung EEG-Kosten
Tabelle 9: Entwicklung der EEG-Umlage in der Vergangenheit (ct/kWh)
Tabelle 10: 2017 für die vier Abgaben gültige Sätze