



Aachen | Leipzig | Hamm

Büro für Energiewirtschaft
und technische Planung GmbH
Alfonsstraße 44
52070 Aachen

Telefon +49 241 47062-0
Telefax +49 241 47062-600

info@bet-aachen.de
www.bet-aachen.de

Stellungnahme

zur Entwicklung der Netznutzungsentgelte und Analyse der Kostentreiber

Bearbeitung:
Oliver Radtke
Micha Ries
Dr. Lukas Schuchardt
Dr. Jürgen Wilms

Inhaltsverzeichnis

	Seite
0 Zusammenfassung	3
1 Einleitung	3
2 Grundlagen der Anreizregulierung	4
3 Gestiegene Investitionen als Auswirkung der Energiewende	6
3.1 Investitionen in die Übertragungsnetze.....	6
3.2 Investitionen in die Verteilnetze	10
4 Weitere Kostentreiber aufgrund der Energiewende	12
5 Entwicklung der Netzentgelte der Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern	14
6 Fazit und Ausblick	18

0 Zusammenfassung

Seit einigen Jahren steigen in Deutschland die Netzentgelte aus unterschiedlichen Gründen. Netzinvestitionen beeinflussen wesentlich die Höhe der Netzkosten und wirken sich damit direkt auf die Netzentgelte aus. Im Bereich der Übertragungsnetze zählen dazu z. B. der angestrebte Netzausbau zum Transport der eingespeisten Windenergiemengen in den höheren Netzebenen und die Anschlusskosten der Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen. Zusätzlich zu den Investitionsanforderungen sind jedoch auch eine Reihe von weiteren Kostentreibern zu identifizieren. Dazu zählen z. B. Redispatch-Maßnahmen, die vermiedenen Netzentgelte nach § 18 StromNEV, die Reservekraftwerksverordnung (ResKV) oder die Sonderformen der Netznutzung nach § 19 Absatz 2 Satz 1 und Satz 2 StromNEV oder § 20 Abs. 2 GasNEV. Im nachfolgenden Beitrag werden diese Kostentreiber analysiert und ihre Auswirkungen auf die vergangene Netzentgeltentwicklung beleuchtet. Der Beitrag schließt mit einer Prognose über zukünftige Entwicklungen.

1 Einleitung

Deutschland besitzt seit Jahren im europäischen Vergleich eine herausragende Versorgungsqualität im Bereich der Stromwirtschaft. Stabile Marktbedingungen und ein investorenfreundliches Klima führten in der Vergangenheit dazu, dass hohe Investitionen in die Stromnetze vorgenommen wurden. Dies führte jedoch auch dazu, dass die Netzentgelte ebenfalls vergleichsweise hoch lagen. Vor diesem Hintergrund und auf Drängen der EU wurde in Deutschland ab dem Jahr 2005 die Regulierung durch die StromNEV verschärft und schließlich im Jahr 2009 die sog. Anreizregulierungsverordnung (ARegV) eingeführt. Den Netzbetreibern sollte dadurch ein Anreiz gesetzt werden, ihre Effizienz zu steigern und somit die Netzentgelte zu senken. Tatsächlich konnten in den ersten Jahren seit 2006 tendenziell die Netzentgelte gesenkt werden (siehe Grafik). In den letzten Jahren ist jedoch ein gegenläufiger Effekt zu verzeichnen. Als wesentlicher Treiber der Netzentgelte in den letzten Jahren ist die Energiewende anzusehen. Dabei sind die zunehmenden Stromexporte aus Deutschland in das benachbarte Ausland, insbesondere in Richtung Süden und Südwesten nach Österreich, nach Italien und nach Frankreich, eine wesentliche Ursache für die aus Redispatchmaßnahmen und aus der Vorhaltung von Reservekraftwerken resultierenden Kosten. Die Aufrechterhaltung eines freizügigen europäischen Stromhandels erfordert kostenverursachende präventive und kurative Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) solange der technische Systemum- und -ausbau nicht mit dem Bedarf Schritt hält.

Mit der Umsetzung der Energiewende müssen viele Stromnetzbetreiber aufgrund der zunehmenden Anzahl dezentraler Erzeuger umfangreiche Investitionen in die Netzinfrastruktur vornehmen, was Entgeltsenkungen durch Regulierungserfolge bzw. anfängliche Effizienzgewinne wieder entgegenwirkt.

Entwicklung der Netzentgelte

in ct/kWh

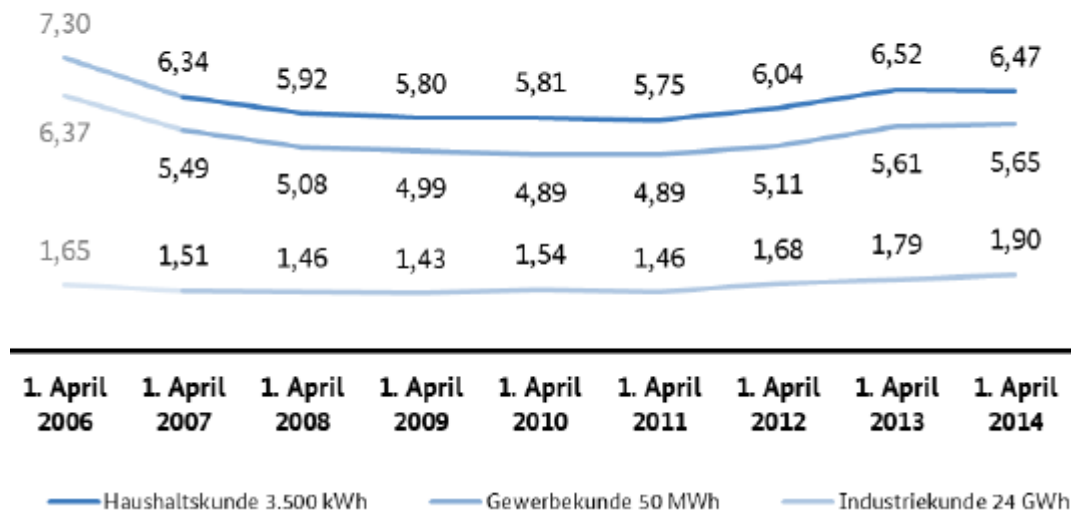


Abbildung 1: Entwicklung von Netzentgelten 2006-2014, Quelle: Monitoringbericht 2014

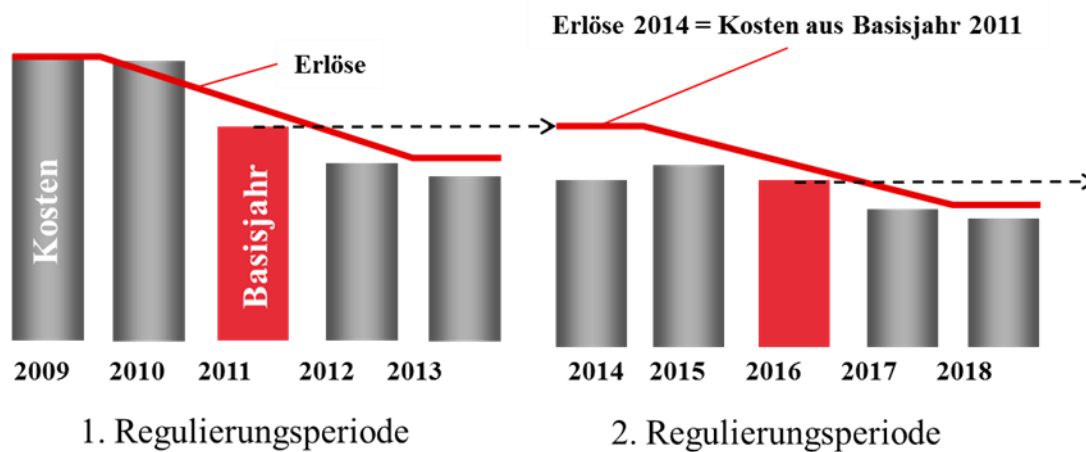
Gleichzeitig sind jedoch andere Kostenfaktoren gestiegen und so wurden aus Sicht eines Haushaltskunden die Kosteneinsparungen durch weitere Ausgaben überkompensiert. An vorderster Stelle ist dabei die EEG-Umlage zu nennen, die im Jahre 2006 gerade einmal bei 0,88 ct/kWh lag und im Jahr 2014 ihren momentanen Höchststand bei 6,24 ct/kWh erreichte. Auch wenn die EEG-Umlage mit Abstand die größte Umlage darstellt, war insbesondere in den letzten Jahren nicht nur der Anstieg bestehender, sondern auch die Einführung weiterer Umlagen zu verzeichnen. Vergleicht man somit das heutige Niveau der Netzentgelte und bezieht zusätzlich weitere Elemente des Strompreises mit ein kommt man zu dem Schluss, dass die Belastungen für den Stromkunden in den letzten Jahren eher gestiegen sind.

Das Ziel dieser Stellungnahme ist die Darstellung der Entwicklung der Netzentgelte in den letzten Jahren und die Prognose zukünftiger Entwicklungen. Zur Analyse dieses komplexen Sachverhalts werden im Folgenden zunächst die Grundlagen der Anreizregulierung kurz dargestellt. Anschließend werden die Auswirkungen der Energiewende skizziert, um in einer gemeinsamen Betrachtung die Kostentreiber der Netzentgelte zu identifizieren. Darauf aufbauend kann abschließend eine Prognose über die zukünftige Entwicklung der Netzentgelte gegeben werden.

2 Grundlagen der Anreizregulierung

Das grundlegende Ziel von anreizorientierten Regulierungssystemen ist die Entwicklung von Anreizen zur Kostensenkungen und Produktivitätssteigerungen. Dazu werden in Deutschland während eines definierten Zeitraums von fünf Jahren – der sog. Regulierungsperiode – die Kosten eines Netzbetreibers von dessen Erlösen entkoppelt. Umgesetzt wird dieses Prinzip in der seit 2009 geltenden Anreizregulierung durch sog. Basisjahre. In einem Basisjahr, d. h. einem definierten Jahr vor einer Regulierungsperiode werden die Kosten eines

Netzbetreibers durch die Regulierungsbehörden geprüft. Diese regulatorisch anerkannte Kostenbasis wird über die Anwendung einer Erlösformel und die Einbeziehung gewisser Effizienzvorgaben zu einer individuellen Erlösobergrenze für die Netzbetreiber übergeleitet. Sie gilt für die folgende Regulierungsperiode und wird ausgehend von ihren ursprünglich berechneten Pfad innerhalb einer Periode grundsätzlich nicht angepasst. Die erste Regulierungsperiode im Strombereich erstreckte sich in Deutschland von 2009 bis 2013, während die zweite Regulierungsperiode im Jahr 2014 begann und bis 2018 laufen wird (siehe Grafik).



- (1) Dargestellt werden die Regulierungsperioden im Strom
- (2) Annahme: Genehmigung der Kosten in voller Höhe der Beantragung

Abbildung 2: Prinzip der Anreizregulierungsperioden, Quelle: Darstellung BET

Das in der Grafik sehr stark vereinfachte Prinzip macht deutlich, dass Kostenschwankungen innerhalb einer Periode in den Erlösen nicht berücksichtigt werden. Diese eingangs erwähnte Entkopplung der Kosten von den Erlösen soll den Unternehmen Anreize setzen, ihre Kosten zu senken und die Differenz zu den genehmigten Erlösen als zusätzliche Rendite bis zur nächsten Regulierungsperiode zu behalten. Dieser Zeitversatz bis zur Anpassung der Erlöse führt jedoch im Falle einer Kostensteigerung (z. B. durch eine durchgeführte Investition) auch dazu, dass der Netzbetreiber diese Kosten grundsätzlich erst nach einem gewissen Zeitraum erlöswirksam in den Netzentgelten abbilden kann.

Allerdings ist in der ARegV eine kurzfristigere Berücksichtigung von Kosten in der Erlösobergrenze vorgesehen. Hier sind die Investitionsmaßnahmen nach § 23 für die Übertragungsnetzbetreiber und der Erweiterungsfaktor (§ 10 ARegV) für die Verteilnetzbetreiber zu nennen. Über diese Mechanismen können Investitionen unter bestimmten Bedingungen in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden.

Im Ergebnis haben sich durch die Anreizregulierung teils kostendämpfende Effekte ergeben. So wurde im Zuge der Kostenprüfungen sowohl das Sachanlagevermögen, die Dienstleistungsverträge als auch die gesamte Kostenstruktur der Netzbetreiber analysiert und um (vermeintliche) Ineffizienzen bereinigt. Zusätzlich wurden aufgrund von individuellen Effizienzvorgaben und dem allgemeiner Produktivitätsfaktor die Erlöse reduziert. Dies drückt sich

z. B. in einem von der ersten Regulierungsperiode mit 87,5 % auf 94,7 % gestiegen durchschnittlichen Effizienzwert aus.

Die Grundzüge der Anreizregulierung wurden jedoch beschlossen bevor die Auswirkungen der Energiewende auf den Bedarf an den Netzbau bzw. den Netzausbau in den Fokus der Netzwirtschaft rückten. Inwieweit sich die veränderten Rahmenbedingungen auswirken, wird im folgenden Abschnitt dargestellt.

3 Gestiegene Investitionen als Auswirkung der Energiewende

Das Vorhaben der Bundesregierung, die Energiewende in Deutschland umzusetzen wurde in 2011 durch den Reaktorunfall in Fukushima und die daraus resultierende, festgeschriebene Abkehr von der Kernkraft bei gleichzeitigen verstärkten Zubau von Erneuerbaren Energien noch einmal unterstrichen. Der rasant gestiegene Umfang der Erzeugung aus erneuerbaren Energien macht in vielen Regionen einen umfangreichen Um- bzw. Ausbau der Netze in allen Netzebenen unumgänglich. Die Stromnetzbetreiber, die ihre Stromnetze zur Aufnahme der dezentralen Energieerzeugung per Gesetz zur Verfügung stellen müssen, sind somit direkt von den veränderten Anforderungen der Energiewende betroffen. Die hohen Investitionen sind als Kapitalkosten im Gesamtkostenblock eines Netzbetreibers ablesbar.

Im Folgenden werden zunächst die Auswirkungen auf die Übertragungsnetzbetreiber skizziert. Durch die Kostenwälzung werden letztlich diese Kosten an den Endkunden weitergereicht.

3.1 Investitionen in die Übertragungsnetze

Im Bereich der Übertragungsnetze kommen durch die Wirkung des EEG einerseits die Anschlusskosten der Offshore-Windkraftanlagen, sowie andererseits auch der angestrebte Netzausbau zum Transport der eingespeisten Windenergiemengen in den höheren Netzebenen als Kostentreiber der Energiewende hinzu. Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber TenneT, Amprion, 50HzT und TransnetBW haben am 04. November 2014 ihren Netzausbauplan zu Genehmigung bei der Bundesnetzagentur vorgelegt. Eines der derzeit bekanntesten Projekte ist die sogenannte „Stromautobahn“ (Stromtrasse) Suedlink mit einer Länge von rund 800 km. Insgesamt sind 2.800 km an neuen Höchstspannungstrassen (Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen und 380-kV-Wechselspannungsleitungen) bis ins Jahr 2022 geplant. Die Kosten liegen dem Netzausbauplan (NEP sowie O-NEP für Offshore-Anbindung) Strom zufolge bei etwa 22 Mrd. €.

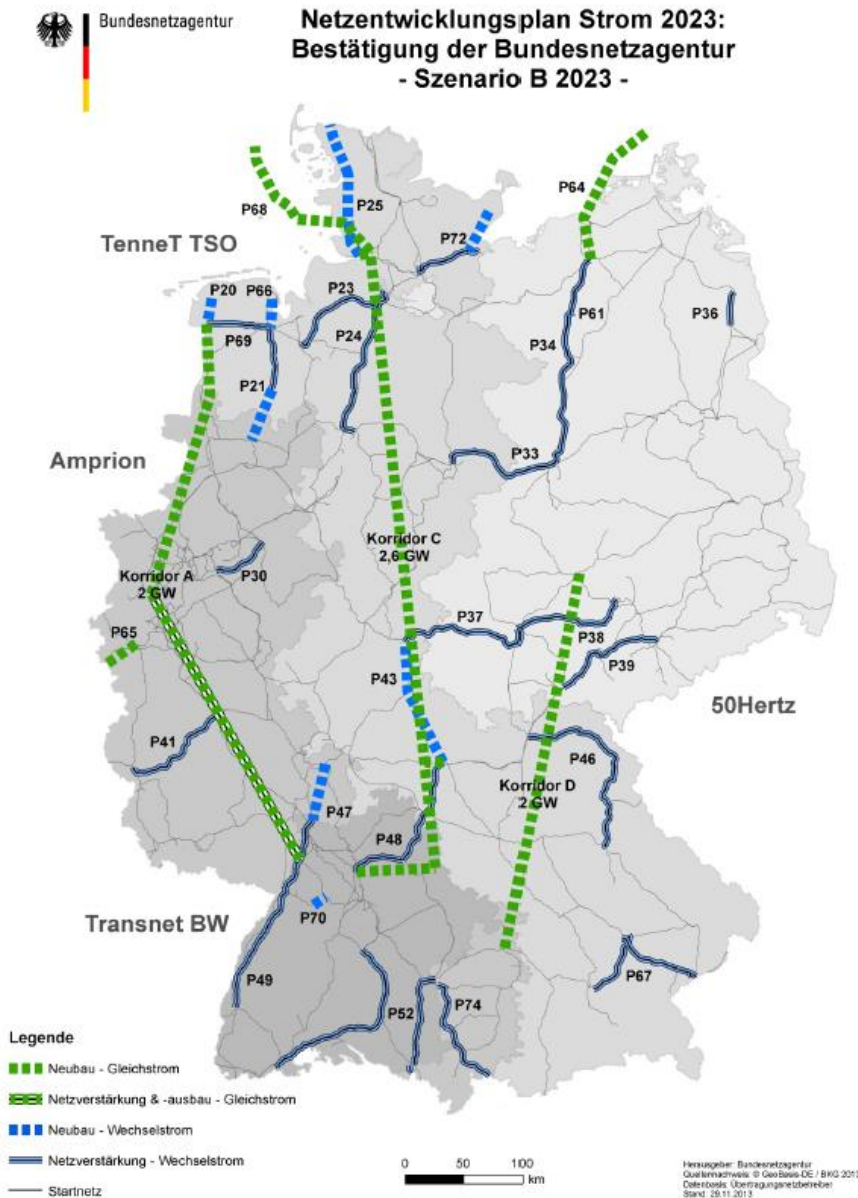


Abbildung 3: Der Netzentwicklungsplan 2013 (Stand: Nov. 2013), Quelle: Monitoringbericht 2014

Bisher ging die Bundesnetzagentur im Bereich Onshore noch von rd. 16 Mrd. € und für Offshore sogar 19 Mrd. € Investitionsvolumen aus¹. Hieraus würden sich künftig schätzungsweise 4 Mrd. € Anhebung der Netzkosten pro Jahr ergeben.

Im Bereich Offshore liegen bislang keine validen Abschätzungen zur Anschluss- und Kostensituation vor. Diese wurden daher von BET ermittelt und sind in den nachfolgenden Abbildungen dargestellt. Dabei wurden ausgehend von der kumulierten Nennleistung der geplanten Neuanschlüsse die Investitionskosten abgeleitet. Demnach ist insbesondere im Jahr 2015 mit weiteren 4 Mrd. € Anschlusskosten zu rechnen. Aus den Investitionskosten wurden

¹ Quelle: BNetzA, 6. Göttinger Tagung 27. – 28. März 2014

über eine Annuität die jährlichen Kosten abgeleitet. Hierbei wurde eine Nutzungsdauer von 25 Jahren und ein Zinssatz von 3,7 % angesetzt².

Nachfolgend wird die Anschluss- und Kostensituation im **Bereich Offshore** bis 2024 abgebildet, wobei die Basiszahlen zu den Netzanschlüssen aus den bisherigen Veröffentlichungen des ÜNB „TenneT TSO“ stammen, die Ableitung der Jahreskosten wird durch BET anhand eines „Best-Guess-Szenarios“ grob abgeschätzt.

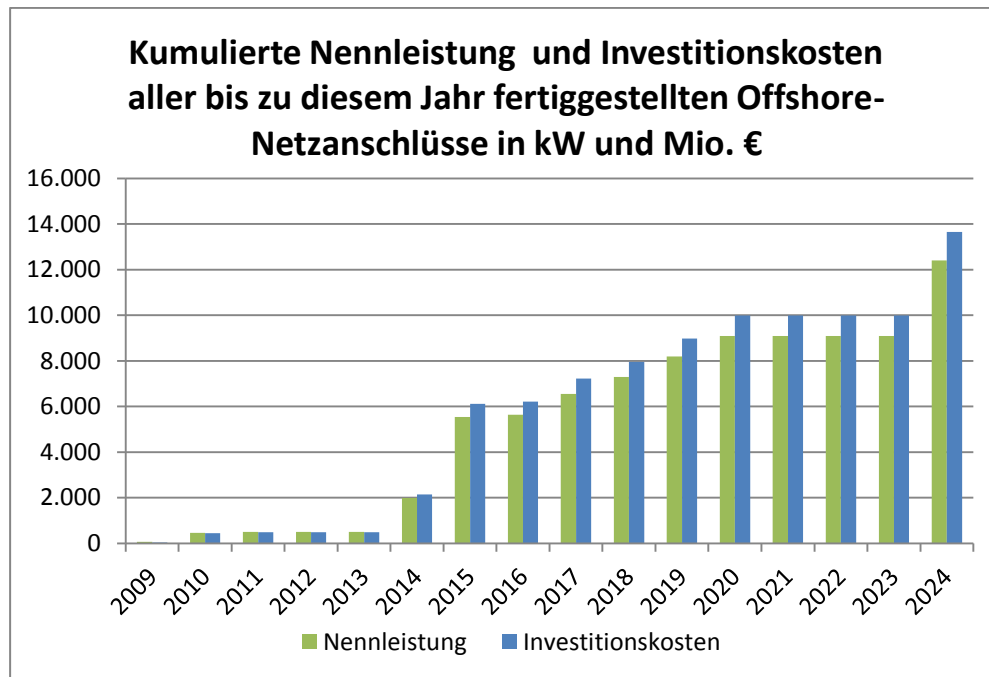


Abbildung 4: Kumulierte Nennleistung und Investitionskosten aller bis zu diesem Jahr fertiggestellten Offshore-Netzanschlüsse, Quelle: Auswertung BET, 2015

² Zinssatz analog der Vergleichbarkeitsrechnung nach § 14 Abs. 2 ARegV ermittelt.

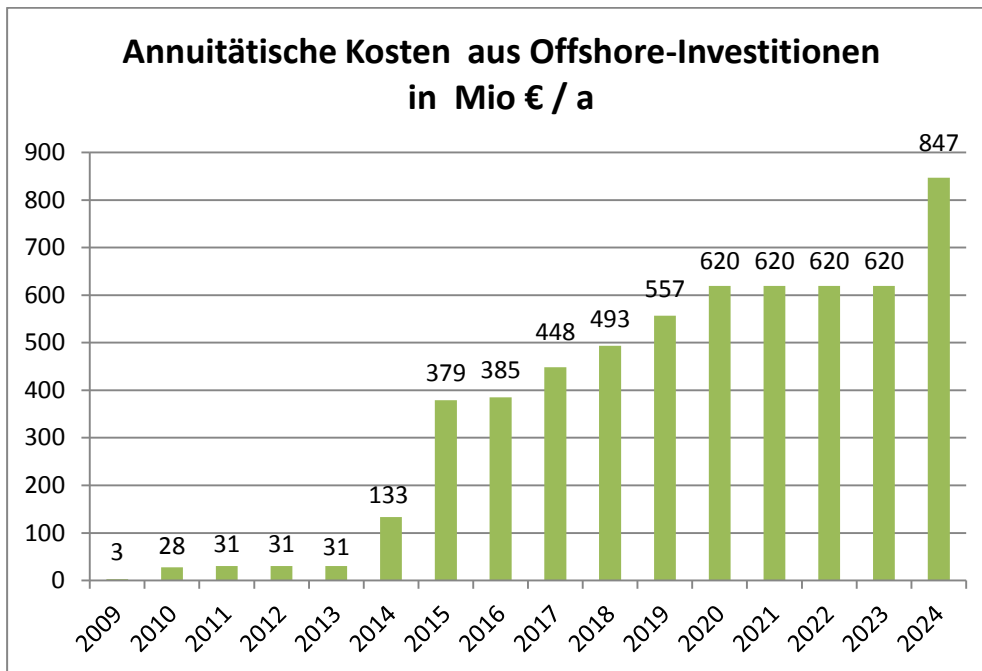


Abbildung 5: Annuitätische Kosten aus Offshore-Investitionen, Quelle: Auswertung BET, 2015

Die nachfolgende Grafik verdeutlicht die Investitionssituation der vier Übertragungsnetzbetreiber, wobei die o.g. Kosten der für den Anschluss von Offshore-Anlagen in der Planzahl 2014 noch nicht enthalten sein dürften:

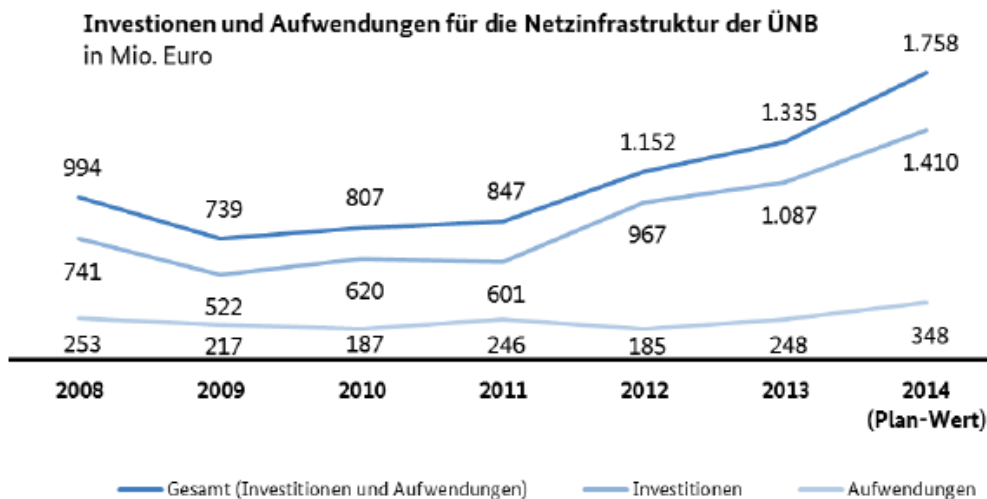


Abbildung 6: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB, Quelle: Monitoringbericht 2014

Rückblickend wurden von den vier deutschen ÜNB allein im Jahr 2013 insgesamt ca. 1.087 Mio. € für Investitionen und 248 Mio. € für Aufwendungen in die Netzinfrastruktur aufge-

bracht. Darin enthalten sind auch ca. 16 Mio. € für Investitionen und Aufwendungen für grenzüberschreitende Verbindungen³.

3.2 Investitionen in die Verteilnetze

In den *Verteilnetzen* werden in der Regel keine Investitionsmaßnahmen genehmigt. Hier kann der Erweiterungsfaktor trotz der bekannten Mängel dieses Instruments als grober Anhaltspunkt für Investitionen dienen, auch wenn damit keine abschließende Aussage über den tatsächlichen Investitionsbedarf der Energiewende abgeleitet werden kann. Dieser deckt sowohl EEG-bedingte Netzinvestitionen als auch reine Erweiterungsmaßnahmen ab. In den Jahren 2010 bis 2013 wurden zusätzliche Netzkosten in Höhe von 577 Mio. € aus Erweiterungsmaßnahmen in den Verteilnetzen in Netzentgelten umgesetzt. Tatsächlich spielen dabei auch Ersatzinvestitionen eine nicht unwesentliche Rolle, die aufgrund der Überalterung der Anlagengüter notwendig sind.

In den Erlösobergrenzen enthaltene Erweiterungsfaktorbeträge

	Strom 2010	Strom 2011	Strom 2012	Strom 2013
Erlösobergrenze	116,4	327,3	432,5	576,9
Anpassungsbetrag insgesamt	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €

Tabelle 1: Erweiterungsfaktorbeträge 2010-2013, Quelle: BNetzA

Neben dem Erweiterungsfaktor lässt sich auch auf Basis des seitens der BNetzA ermittelten Investitionsverhaltens der Netzbetreiber insgesamt ein steigendes Investitionsvolumen identifizieren.

³ BNetzA Monitoringbericht 2014

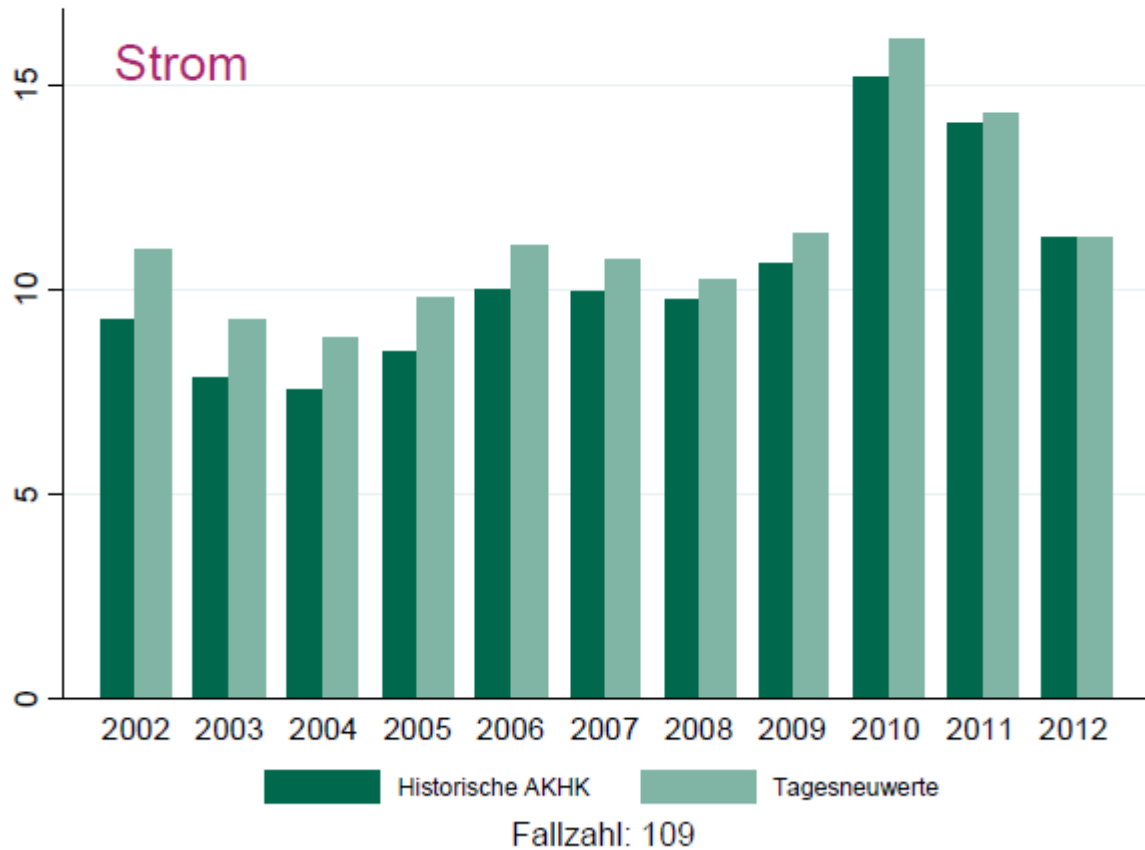


Abbildung 7: Investitionen als Mittelwert aller DSO, kalkulatorisch, in Mio. €, Quelle: DIW Econ, 2014

Die oben gezeigte Grafik zeigt eindeutig, dass trotz der beginnenden Regulierung nach StromNEV ab 2005 die Investitionen in die Verteilnetze nicht zurückgingen. Deutlich zu erkennen ist ein basisjahroptimiertes Investitionsverhalten in 2010 und 2011, welches auf die Netzentgelte der zweiten Regulierungsperiode, beginnend im Jahr 2014 direkt durchschlägt. Dieses, durch die Anreizregulierung induzierte, gleichgelagerte Investitionsverhalten im Vorbasisjahr und Basisjahr führt auf der anderen Seite jedoch auch zu steigenden Kosten: So ergeben sich bspw. bei Fremdleistungen (u. a. Tiefbau) teils deutliche Engpässe bei den jeweiligen Dienstleistern, die entsprechend bepreist werden. Diese negativen Effekte der Anreizregulierung führen somit auch zu netzentgelterhöhenden Tendenzen.

Rückblickend wurden im Strom von den 789 deutschen VNB allein im Jahr 2013 insgesamt ca. 2.926 Mio. € für Investitionen und 2.851 Mio. € für Aufwendungen in die Netzinfrastruktur aufgebracht⁴. Der zusätzliche zukünftige Investitionsbedarf wird mit mindestens 23 Mrd. € bis 2032 beziffert, wobei rund 70 % in den nächsten zehn Jahren zu erwarten wären⁵. Betroffen sind davon zu zwei Dritteln die Mittelspannungsnetze und rund ein Drittel die Niederspannungsnetze.

⁴ BNetzA Monitoringbericht 2014

⁵ BMWi Verteilnetzstudie 2014

Es ist jedoch anzumerken, dass das derzeitige Regulierungsregime im Verteilnetzbereich nicht ausreichende Anreize setzt, um den dargestellten (erheblichen) Investitionsbedarf zeitnah umzusetzen. Für die weiteren Kostenabschätzungen gehen die BET-Experten davon aus, dass der Regulierungsrahmen so angepasst wird, dass die benötigten Investitionen auch durchgeführt werden⁶.

Im Zusammenhang mit dem EE-Zubau und der Reform der Anreizregulierung wird erwartet, dass auch die Betriebskosten in den nächsten 20 Jahren um 10–20 % steigen⁷. Die Aufgaben der Verteilnetzbetreiber steigen langsam aber stetig an: Auf die Höhe der künftigen Betriebskosten im Verteilnetz wirken auch neue Marktregeln zur Kommunikation, Bilanzierung, Messung, Datenübertragung- und Bereitstellung sowie einzelne Effekte der steigenden Intensität der Liberalisierung. Im Bereich der Investitionen führt der Einsatz innovativer Technologie tendenziell zu höheren Betriebskosten, wobei insbesondere der Netzausbau mit intelligenter Technik durchaus an anderer Stelle wiederum Kosten sparen kann.

4 Weitere Kostentreiber aufgrund der Energiewende

Die Abschaltung der Atomkraftwerke und Zubau der Windkraftanlagen, insb. im Norden und Ostens Deutschlands, führt zu einem räumlichen Auseinanderdriften der Erzeugung und des Verbrauchs. In der Folge müssen zusätzlich zum verstärkten Netzausbau weitere Maßnahmen zur Systemstabilität getroffen werden. Dazu zählt in erster Linie der sog. Redispatch. Dies bedeutet vereinfacht gesagt, dass bspw. im Norden Windkraftanlagen "aus dem Wind gedreht" werden und in Süddeutschland z. B. ein Gaskraftwerk hochgefahren werden muss, um die benötigte Last im Süden zu decken. Die entgangenen Erlöse des Windanlagenbetreibers und die zusätzlichen Kosten für den Gaskraftwerkeinsatz werden von den Übertragungsnetzbetreibern über die Netzentgelte verteilt. In den vergangenen Jahren sind die Redispatch-Kosten erheblich gestiegen, so dass im Jahr 2013 bereits ca. 132,6 Mio. € in die Erlösbergrenzen der Netzbetreiber eingepreist wurden.

Grundsätzlich können Redispatch-Maßnahmen durch Netzausbau gezielt eingespart werden, was langfristig in der Gesamtbetrachtung den Strompreis senken kann. Der VKU hat jedoch im Zuge der zu Beginn des Jahres 2013 bereits veröffentlichten Studie zu einem künftigen Marktdesign unter Mitwirkung von BET festgestellt: „Der qualitative Netzausbau ist die volkswirtschaftlich günstigste (Flexibilitäts-)Option, um auf die schwankende Einspeisung der erneuerbaren Energien zu reagieren.“ Damit der notwendige Aus- und Umbau der Verteilnetze auch zeitnah erfolgt und Stadtwerke ihre Rolle als tragende Säule der Energiewende auch wahrnehmen können, müssen die hier noch bestehenden Investitionshemmnisse kurzfristig abgebaut werden.“ (Quelle: VKU Pressemitteilung)

⁶ Siehe dazu bspw. die Stellungnahme von BET zur Evaluierung der ARegV; BET: Evaluierung der Anreizregulierung gemäß § 33 Abs. 1 ARegV – Stellungnahme zu den Inhalten des letzten (4.) Workshops vom 23.10.2014 in Bonn. Aachen 2014. Abrufbar unter: www.bet-aachen.de

⁷ BMWi Verteilnetzstudie 2014

Als weiterer wesentlicher Kostentreiber sind in den letzten Jahren aufgrund des Zubaus der dezentralen Einspeisung die sog. vermiedenen Netzentgelte gestiegen. Deren Ermittlung wird in § 18 StromNEV geregelt. Danach sind die tatsächliche Vermeidungsarbeit und die tatsächliche Vermeidungsleistung in der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene maßgeblich. Durch diese Vorgabe der Verordnung werden die Kosten der Netzbetreiber, je nach Einspeisesituation, ebenfalls beeinflusst.

Grundsätzlich sollte davon ausgegangen werden, dass die Höhe der Kosten der Inanspruchnahme der vorgelagerten Netzebene ohne Erzeugung aus erneuerbaren Energien gleich den Kosten ist, welche im Falle von Erzeugung aus erneuerbaren Energien im Verteilnetz, aus vorgelagerten Netzentgelten und vermiedenen Netzentgelten entstehen. Durch die Klarstellung im § 18 StromNEV, dass die dem Entgelt für dezentrale Einspeisung zu Grunde liegenden vermiedenen gewälzten Kosten der vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen für jede Netz- und Umspannebene einzeln ermittelt werden, kann es aber in der Summe zu erhöhten Kosten aus vorgelagerten und vermiedenen Netzentgelten kommen. Dies liegt daran, dass der im vorgelagerten Netz vermiedene Entgeltanteil durch Wälzung in niedrigere Netz- oder Umspannebenen über das in diesen Ebenen höhere Entgelt zu insgesamt höheren Kosten führt.

Ein zusätzlicher Effekt durch die dezentrale Einspeisung ergibt sich auch im Übertragungsnetz. In den vorgelagerten Netzebenen werden Arbeit und auch die Leistung durch dezentrale Einspeisung vermieden. Durch die Erlösobergrenzensystematik bleiben die zugestandenen Erlöse bei den vorgelagerten Netzbetreibern gleich. Die Netzbetreiber haben kein Mengenrisiko, daher ergibt sich im Rahmen der Preisbildung somit ein spezifisch steigender Preis, da die Kosten gleich bleiben und die Arbeit bzw. Leistung aber sinkt.

Der BDEW stellt in seiner Informationsschrift vom Februar 2014 fest, dass im Jahr 2005 aus Photovoltaikanlagen erstmals mehr als eine Terawattstunde (TWh) Strom erzeugt wurde. Diese Kapazität weitete sich in 2013 bereits auf ca. 30 TWh Einspeisung aus. Im Jahr 2014 werden allein EEG-geförderte Strommengen von rund 140 TWh erwartet. Hinzu kommen Einspeisemengen aus dezentralen KWK Erzeugungsanlagen. Das KWK-Ausbauziel ist mit 25 % Anteil an der Nettostromerzeugung bis 2020 sehr ambitioniert. Werden die Ausbauziele KWK also weiterhin gleichbleibend verfolgt, so ist auch an dieser Stelle von weiteren, deutlich steigenden Einspeisemengen auszugehen. Bereits in den Erlösobergrenzen 2013 waren in Summe vermiedene Netzentgelte in Höhe von 1,17 Mrd. € zu finden.

Weitere Kosten ergeben sich aus der Reservekraftwerksverordnung (ResKV). Die aus der Stilllegungsuntersagung resultierenden Kosten (Betriebsbereitschaftsauslagen) gehen weitgehend in die Kostenwälzung des ÜNB: Nach § 6 der Reservekraftwerksverordnung werden vom Netzbetreiber die sog. Betriebsbereitschaftsauslagen erstattet. Dies sind die fixen Betriebskosten abzüglich der Kosten, die ohnehin auch im Fall der Stilllegung anfallen würden. Es ist davon auszugehen, dass ein Großteil der konventionellen Anlagen die stillgelegt werden sollen (zumindest alle süddeutschen), in die Netzreserve überführt werden.

Bei Redispatch-Verträgen werden die Fixkosten nur anteilig, in Abhängigkeit vom Anteil Redispatch zu vermarktetem Anteil, erstattet. BET geht davon aus, dass die Betriebsbereitschaftsauslagen in Abhängigkeit von der Leistung der Erzeugungsanlagen, Alter und Brenn-

stoff künftig einen nicht unerheblichen, weiteren Anteil der Netzkosten ausmachen wird. Nach Auswertung der BNetzA-Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste (Stand: 20.10.2014) hat BET auf Basis der anzunehmenden, stillgelegten Leistung ein „Best Guess-Szenario“ erstellt. Hiernach entstehen bis 2016 aus der Untersagung von Stilllegung rd. 9.800 MW Kraftwerksleistung und damit Betriebsbereitschaftsauslagen in Höhe von rd. 531 Mio. €.

In Zukunft werden sich zusätzliche Aufwenden in Verbindung mit 50,2 Hertz-Problematik (SysStabV) ergeben. Auch die Einführung der Sonderformen der Netznutzung übt einen steigenden Einfluss auf die Netzentgelte aus: Nach § 19 Absatz 2 Satz 1 und Satz 2 StromNEV oder § 20 Abs. 2 GasNEV werden Groß- oder Industriekunden unter bestimmten Voraussetzungen mit Sonderentgelten entlastet. Diese Sonderentgelte können je nach Entnahmesituation des Großkunden eine erhebliche Reduzierung der regulären Netzentgelte ausmachen. Die Differenz zwischen den Sonderentgelten und den regulären Netzkosten trägt der nicht privilegierte Netznutzer entweder direkt über eine Kostenüberführung in die regulären Netzentgelte oder über ein entsprechendes Umlagesystem.

5 Entwicklung der Netzentgelte der Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern

In den bisherigen Ausführungen wurden die Einflussfaktoren auf die Entwicklung der Netzentgelte skizziert. Darauf aufbauend wird nachfolgend die tatsächliche Entwicklung der Netzentgelte in den letzten Jahren dargestellt.

Diese hohen Investitionen lassen sich auch in der tatsächlichen Entwicklung der Netzentgelte ablesen. Grundlage für die Auswertung bilden die Preisblätter seit dem Jahr 2010 der Übertragungsnetzbetreiber Amprion, TenneT TSO und Transnet BW sowie seit dem Jahr 2013 zusätzlich 50HzT. Als Prämisse wurde eine durchschnittliche Benutzungsstruktur des nachgelagerten Netzes von 5.000 h angesetzt. Die Netzentgelte von dreien der vier Übertragungsnetzbetreiber (Amprion: +15 %; TenneT: +5 %; Transnet +55 %) sind seit 2011 deutlich gestiegen [11]. Lediglich bei 50HzT sind die Netzentgelte seit 2013 gesunken.

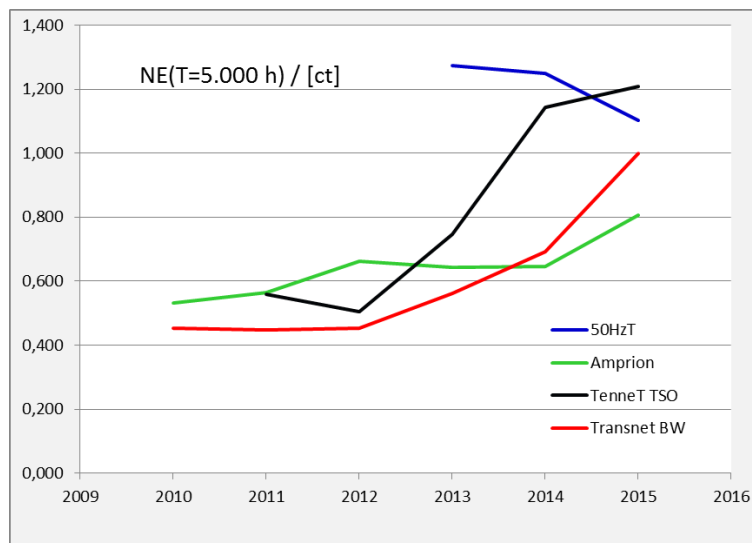


Abbildung 8: Netzentgelte in der Höchstspannung 2010 – 2015, Quelle: Auswertung BET, 2014

Aus der Grafik wird zudem nochmals die regionale Abhängigkeit der Entgelthöhe in den verschiedenen Regelzonen sichtbar. So wurde das Netz der heutigen 50HzT nach der Wiedervereinigung Anfang der neunziger Jahre weitgehend erneuert. Zudem finden sich in der Regelzone der 50HzT verstärkt EEG Einspeiser aus Windkraft wieder. Dem gegenüber erfahren die ÜNB TenneT TSO und Transnet BW seit 2013 stetige Netzentgeltsteigerungen, unter anderem durch die bereits beschriebenen Faktoren.

Die gestiegenen Netzentgelte der Übertragungsnetzbetreiber sind auch für die nachgelagerten Netzebenen direkt relevant. Jeder Verteilnetzbetreiber (VNB) hat Kosten aus der Inanspruchnahme einer vorgelagerten Netzebene in seine Netzentgelte einzupreisen und kann diese jährlich in der eigenen Erlösbergrenze anpassen. Insoweit ist die Entwicklung der Netzentgelte auch zu einem gewissen Maße von der Kostensituation der ÜNB mitbestimmt.

Die zuvor beschriebenen Effekte spiegeln sich auch in den Netzentgelten der Verteilnetzbetreiber wieder. Stichprobenartig wurden von einigen Netzbetreibern die Netzentgelte der Jahre 2013, 2014 und 2015 ausgewertet. Hierbei wurde zwischen städtischen und eher regional geprägten Versorgungsstrukturen unterschieden. Die nachfolgenden Grafiken zeigen die Entwicklung der Netzentgelte für Tarifkunden in der Niederspannung, für Sondervertragskunden in den Spannungsebenen Mittelspannung, Umspannung Mittel- zu Niederspannung und Niederspannung.

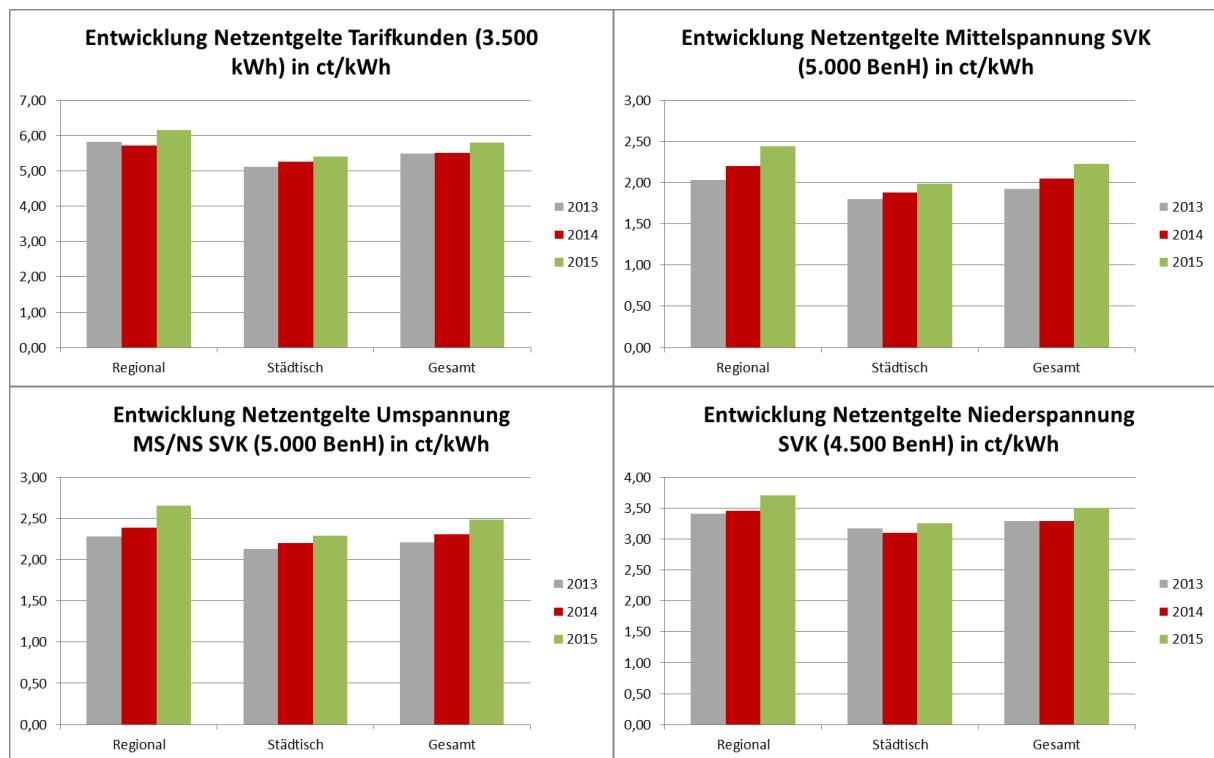


Abbildung 9: Entwicklung der Netzentgelte im Verteilnetz, Quelle: Auswertung BET, 2015

Aus den Grafiken ist ein Anstieg zwischen 2013 und 2015 in allen Netzebenen deutlich erkennbar. Auch ist grundsätzlich keine unterschiedliche Entwicklung zwischen städtischen und regionalen Versorgungsstrukturen zu erkennen. Jedoch ist zu beobachten, dass in der Mittelspannung eine stärkere Entgeltsteigerung festzustellen ist als bei den Tarfkunden. Die Netzentgelte sind in der betrachteten Stichprobe zwischen 2013 und 2015 bei den Tarfkunden um ca. 5,7 % und in der Mittelspannung ca. 15,9 % gestiegen.

Zusätzlich lässt sich auf Ebene der Verteilnetzbetreiber tendenziell feststellen, dass das zu Beginn der Anreizregulierung in 2009 noch vorherrschende Gefälle der Netznutzungsentgelthöhe zunehmend kleiner wird. Nachfolgende Grafik zeigt einen Angleich der Netzentgelte zwischen den „alten“ und den „neuen“ Bundesländern. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass aufgrund der gewählten Skalierung nur Tendenzaussagen getroffen werden können.

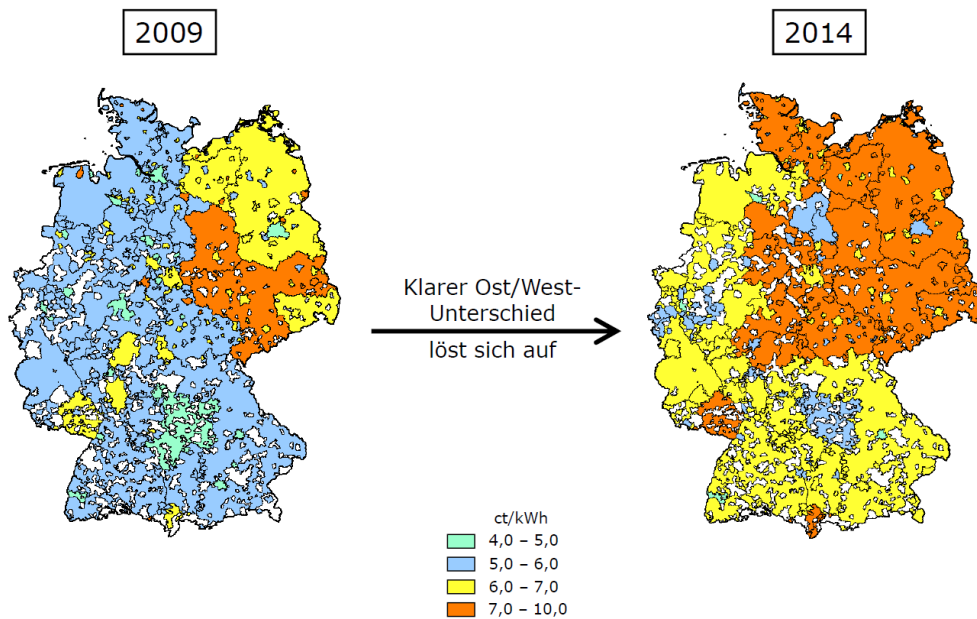


Abbildung 10: Entwicklung von Netzentgelten in Deutschland, Quelle: BNetzA, 2014

Überführt man die größten der zuvor aufgezeigten Kostentreiber in ein *stark vereinfachtes Wälzungsszenario*, so lässt sich die Kostenwirksamkeit *fiktiv* anhand eines spezifischen Arbeitspreises darstellen. Zur Vereinfachung wurden die Kostensteigerungen gleichmäßig auf den gerundeten Jahresverbrauch von Deutschland bezogen, um so einen Anhaltspunkt zu liefern. Dadurch lassen sich sowohl vergangene Kostensteigerungen erklären, als auch eine Prognose für weitere Entwicklungen ableiten. Auch die BNetzA geht aktuell von einer durchschnittlichen Anhebung des spezifischen Arbeitspreises für Haushaltskunden von derzeit rd. 6,5 ct/kWh auf 8,0 ct/kWh (+23 %) aus.

Kostenart	TWh	2013/2014		
		Mio. €/a	ct/kWh	
ÜNB	ÜNB Invest 2013 ³	600	67	0,11
	Redispatch Kosten ²	600	133	0,22
	Investitionen Offshore ¹	600	102	0,17
	Summe ÜNB			0,50
VNB	Erweiterungsfaktor bis 2013 ²	600	577	0,96
	Vermiedene Netzentgelte ²	600	1.170	1,95
	Summe VNB			2,91
Gesamteffekt				3,42

¹ Abschätzung BET

² Angabe BNetzA

³ Monitoringbericht 2014

Abbildung 11: Zusammenfassung der Kostentreiber und fiktive Abschätzung der Netzentgeltentwicklung, Quelle: Auswertung BET, 2015

	Kostenart	TWh	Prognose 2015/2016	
			Mio. €/a	ct/kWh
Ü N B	Investitionen Offshore ¹	600	249	0,42
	Netzreserve (ResKV) ¹	600	531	0,89
	Investition Suedlink ^{NEP}	600	199	0,33
	Summe ÜNB			1,63
V N B	Investitionen EE-Anschluss ³	600	209	0,35
	Summe VNB			0,35
Gesamteffekt				1,98

¹ Abschätzung BET ³ Monitoringbericht 2014

Abbildung 12: Fiktive Abschätzung der zukünftigen Netzentgeltentwicklung, Quelle: Auswertung BET, 2015

6 Fazit und Ausblick

Die vorangestellte Analyse zeigt, dass sich die deutsche Stromnetzwirtschaft im Wandel befindet und dies auch teils erhebliche Einflüsse auf die Höhe der Netzentgelte ausübt. Zu den Schwerpunkten zählt in erster Linie der durch die Umsetzung der Energiewende induzierte hohe Investitionsbedarf. Die zwangsläufig erhöhenden Effekte eines umfangreichen Investitionsprogramms werden teils durch das gleichgelagerte Investitionsverhalten noch weiter verstärkt. Insofern sollte die aktuelle Evaluierung der Anreizregulierungsverordnung auch dazu genutzt werden, die Investitionsbedingungen der Netzbetreiber zu verändern.

Die ansteigende individuelle Entwicklung der dargestellten Netzentgelte ist weitestgehend über alle Netzebenen zu beobachten. Auch wenn bei einzelnen Netzbetreibern unterschiedliche Entgeltsteigerungen in den verschiedenen Netzebenen zu beobachten sind, sind diese Entwicklungen nicht unplausibel. Diese Effekte können durch unterschiedliche Kosten- und Absatzentwicklungen entstehen.

Mit zunehmender Integration der Erneuerbaren Energien in dem Markt werden sich in Zukunft jedoch aufgrund geringer Grenzkosten nach Ablauf der Förderung positive Effekte auf die Energieerzeugungspreise ergeben, die steigenden Netzentgelten in der Gesamtbetrachtung des Strompreises wieder entgegenwirken.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass sowohl die Veränderungen im Markt, wie auch der Um- und Ausbau der Netze sich auf die Höhe der Netzentgelte auswirken. In welcher Intensität dies künftig geschehen wird, das ist sicherlich auch in Abhängigkeit der Entwicklung des Regulierungsrahmens zu betrachten. Grundsätzlich ist jedoch auch in Zukunft von einer Erhöhung der Netzentgelte in Deutschland auszugehen. Dabei sollte jedoch auch stets die Versorgungsqualität als hohes volkswirtschaftliches Gut und Industriestandortvorteil Deutschlands berücksichtigt werden. Die Kostenverteilung auf die Regionen und Nutzergruppen ist Bestandteil der Netzentgeltsystematik und kann spürbare wirtschafts- und strukturpolitische sowie soziale Auswirkungen aufweisen. Um den zukünftigen Anforderungen gerecht zu werden, bedarf es somit einer umfassenden Diskussion der bestehenden Netzentgeltsystematik, bei der es keine Denkverbote geben sollte.