



Kurzgutachten



Regionale Strompreis- Unterschiede in Deutschland

Auftraggeber



Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN im Landtag Brandenburg

Alter Markt 1
14467 Potsdam



Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN im Bayerischen Landtag

Max-Planck-Straße 1
81675 München



Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN im Landtag Mecklenburg-Vorpommern

Lennéstraße 1
19053 Schwerin



Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN im Sächsischen Landtag

Bernhard-von-Lindenau-Platz
01067 Dresden



Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN im Landtag Sachsen-Anhalt

Domplatz 6-9
39104 Magdeburg



Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN Landtagsfraktion Thüringen

Jürgen-Fuchs-Straße 1
99096 Erfurt

Auftragnehmer

Leipziger Institut für Energie GmbH

Lessingstraße 2
04109 Leipzig

Telefon 03 41 / 22 47 62 - 0

Telefax 03 41 / 22 47 62 - 10

E-Mail mail@ie-leipzig.com

Internet www.ie-leipzig.com

Bearbeitung

Alexander Schiffler (Projektleitung)

Telefon 03 41 / 22 47 62 - 23

E-Mail alexander.schiffler@ie-leipzig.com

Johannes Gansler

Telefon 03 41 / 22 47 62 - 21

E-Mail johannes.gansler@ie-leipzig.com

Laufzeit

12/2013 - 02/2014

Datum

07.03.2014

INHALTSVERZEICHNIS

1	ZUSAMMENFASSUNG	1
2	EINLEITUNG	3
3	ZUSAMMENSETZUNG DER STROMPREISE	4
	3.1 <i>Strompreise bei Endkunden</i>	4
	3.1.1 Haushalte	4
	3.1.2 Gewerbe.....	5
	3.1.3 Industrie	6
	3.1.4 Fazit	7
	3.2 <i>Strompreisbestandteile bei Endkunden</i>	8
	3.2.1 Haushalte	8
	3.2.2 Gewerbe.....	9
	3.2.3 Industrie	11
4	NETZENTGELTE BEI ENDKUNDEN	13
	4.1 <i>Vergleich der Netznutzungsentgelte in den Bundesländern</i>	13
	4.2 <i>Systematik der Netznutzungsentgelte</i>	17
	4.3 <i>Redispatch-Maßnahmen</i>	19
	4.4 <i>Einspeisemanagement</i>	21
	4.5 <i>Vermiedene Netznutzungsentgelte (vNNE)</i>	21
	4.6 <i>Zustand der Übertragungsnetze in den 1990er Jahren</i>	22
	4.7 <i>Fazit</i>	24
5	NETZSTRUKTURDATEN	25
	5.1 <i>Netzstrukturdaten Ostdeutschland</i>	26
	5.2 <i>Netzstrukturdaten Bayern</i>	31
	5.3 <i>Fazit</i>	35
6	NETZAUSBAUKOSTEN	37
	6.1 <i>Übertragungsnetze</i>	37
	6.2 <i>Verteilnetze</i>	38
	6.2.1 Deutschland	38
	6.2.2 MITNETZ STROM.....	40
	6.2.3 E.DIS AG.....	43
	6.2.4 N-ERGIE	48
	6.2.5 Bayernwerk	51
	6.3 <i>Fazit</i>	53
7	NETZENTGELTE	54
	7.1 <i>Methode der Entgeltermittlung</i>	54
	7.2 <i>Netzentgelte der Verteilnetzbetreiber</i>	56
	7.3 <i>Sensitivitätsanalyse</i>	58
	7.3.1 <i>Investitionsaufwand beim Netzausbau</i>	58
	7.3.2 <i>Jahreshöchstlast</i>	60
	7.4 <i>Fazit</i>	61
8	ALTERNATIVE MODELLÜBERLEGUNG	62
	LITERATURVERZEICHNIS	65
	ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	74
	ANHANG	75

1 ZUSAMMENFASSUNG

Die Analysen zum Strompreis der Verbrauchergruppen im Vergleich der Bundesländer machen deutlich, dass regionale Preisunterschiede bestehen. Die Zerlegung der Preise in einzelne Komponenten zeigt, dass die Netzentgelte einen Anteil von 11,9 bis 22,6 % erreichen können (siehe Kapitel 3.2). Dieser Anteil stellt nach dem Kostenblock Beschaffung, Marge und Vertrieb in allen Verbrauchsgruppen den größten Bestandteil dar.

Netzentgelte sind grundsätzlich von allen Stromabnehmern zu entrichten. Jedoch führen unterschiedliche gesetzliche Regelungen dazu, dass größere Stromabnehmer vermehrt von Entgelten befreit sind bzw. ein individuelles Netzentgelt zu entrichten haben. So erhalten Verbraucher mit atypischer Netznutzung eine Netzentgeltentlastung, während energieintensive Verbraucher mit einer hohen Gleichmäßigkeit der Stromabnahme sogar von den Stromnetzentgelten komplett befreit sind. Ausgeglichen wird dies durch eine Sonderumlage (§ 19 StromNEV-Umlage), von der insbesondere die Haushalte, das Gewerbe und die mittelständische Industrie betroffen sind. Darüber hinaus werden diese Stromabnehmer – insbesondere in Ostdeutschland – wegen des vermehrten Ausbaus erneuerbarer Energien mit erhöhten Netzentgelten belastet, um die Kosten für nötige Redispatch-Maßnahmen, Abregelungen im Rahmen des Einspeisemanagement sowie die vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) für dezentrale Einspeiser auszugleichen. Damit sind die privaten Haushalte, das Gewerbe und die mittelständische Industrie, insbesondere in Gebieten mit hoher EE-Anlagen-Dichte, in erster Linie mit der Finanzierung netzbedingter Kosten der Energiewende belastet. Darüber hinaus ist die Belastung der Endkunden mit höheren Netzentgelten im Netzgebiet von 50Hertz immer noch wegen der notwendigen Netzneubau- und Modernisierungsmaßnahmen der alten DDR-Stromnetze in der Nachwendezeit deutlich höher.

Die Auswertung von Netzstrukturdaten zeigen, dass bei den großen ostdeutschen Verteilnetzbetreibern E.DIS und MITNETZ STROM die höchsten Netzentgelte anfallen. Das ist damit zu erklären, dass diese zum großen Teil ländliche Gebiete abdecken; d.h. Gebiete mit einerseits hoher fluktuierender Stromeinspeisung (vor allem aus Windenergie) und andererseits geringer Stromentnahme durch private und industrielle Letztverbraucher. Es wird also dort besonders viel Strom erzeugt, wo besonders wenig verbraucht werden kann. Die Kosten für den Transport des überschüssigen Stroms sowie die Aufrechterhaltung der Stromversorgung (Systemdienstleistungen, Redispatch) entfallen auf den Netzbetreiber, der diese Kosten auf die angeschlossenen Verbraucher in seinem Netzgebiet umlegt. Daher haben die Verbraucher in den Neuen Bundesländern deutlich höhere Entgelte zu zahlen als die im Bundesland Bayern, obwohl gerade dort der erzeugte Strom in besonderem Maße verbraucht wird.

In den Netzregionen der analysierten Netzbetreiber ist hauptsächlich der Zubau von Anlagen erneuerbarer Energien dafür verantwortlich, dass Investitionen bis zum Jahr 2020 vorgenommen werden müssen. Im Vergleich und unter der Voraussetzung, dass sich der Zubau in Zukunft wie angenommen gestaltet, fallen nur bei MITNETZ STROM und E.DIS Investitionen in der HS-Ebene an. Bei MITNETZ sind es 124 Mio. Euro und bei E.DIS 198 Mio. Euro. Auch in der Summe aller Netzebenen sind bei diesen ostdeutschen Verteilnetzbetreibern die mit Abstand höchsten Netzausbaukosten zu erwarten.

Infolge des für das Jahr 2020 prognostizierten Netzausbaus und den damit verbundenen Kosten werden die Netzentgelte auf der Niederspannungsebene in diesem Zeitraum ansteigen; insbesondere im Netzgebiet der E.DIS AG.

Im Durchschnitt werden bei Haushaltskunden bis 2020 alleine durch den Stromnetzausbau folgende Erhöhungen der Strompreise eintreten:

- MITNETZ STROM 0,71 ct/kWh
- E.DIS 1,64 ct/kWh
- N-ERGIE 0,57 ct/kWh
- Bayernwerk 0,43 ct/kWh

Eine vierköpfige Familie im Netzgebiet der E.DIS müsste im Jahr 2020 etwa 66 Euro mehr aufbringen als heute. Dies wären 48 Euro mehr als dies beispielsweise eine Familie im Netzgebiet des Bayernwerkes zahlen müsste. Wenn die Ermittlung der Netzentgelte nach der im Rahmen der Studie angewandten Methode bestehen bleibt, werden sich bei der Finanzierung des Netzausbaus im Zuge der Energiewende die regionalen Unterschiede noch weiter verstärken. D.h. dass insbesondere die Bevölkerung strukturschwacher Regionen in hohem Maße die Kosten der Energiewende tragen müssen. Denn gerade in den ländlichen Gebieten Ostdeutschlands bietet sich die Möglichkeit zur Installation Erneuerbarer-Energie-Anlagen. Jedoch kann der dort erzeugte Strom aufgrund demografischer Entwicklungen in diesen Gebieten kaum verbraucht werden, sondern muss insbesondere in die strukturstarken Regionen im Süden Deutschlands transportiert werden. Die Kosten des dafür benötigten Netzausbaus werden jedoch auf die Netzentgelte der Endkunden in Regionen umgelegt, wo der wenigste Strom verbraucht wird.

Ein möglicher und schnell umsetzbarer Ansatz wäre mit der Einführung eines Einheitsentgeltes je Netzebene gegeben. Die Höhe des Einheitsentgeltes orientiert sich dabei am mengengewichteten Durchschnitt der zu zahlenden Netzentgelte aller Verteilnetzbetreiber einer Netzebene.

Zusätzlich sollte bei einer Reform der Ausgestaltung zur Ermittlung der Netzentgelte beachtet werden, dass durch die Netzentgeltbefreiung des Eigenverbrauchs und der Befreiung energieintensiver Betriebe von den Netzentgelten sich diese für alle anderen Verbraucher erhöhen.

2 EINLEITUNG

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist in Deutschland weit voran geschritten. Ende 2012 deckten erneuerbare Energien bereits 12,7 % des gesamten Endenergieverbrauchs (Strom, Wärme und Kraftstoffe) [BMU 2013]. Das liegt insbesondere darin begründet, dass die Bundesregierung das Ziel formuliert hat, den Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 auf 18 % zu erhöhen [BMU 2013a].

Vor dem Hintergrund der Energiewende in Deutschland nimmt die Bedeutung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stetig zu. Damit verbunden sind jedoch auch zunehmende Probleme bei der Integration der fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind und Solarenergie. Neben Aspekten von Laststeuerung und Speicherung ist insbesondere der Stromnetzausbau von Bedeutung, um eine sichere Stromversorgung aller Endkunden zu gewährleisten. Um den Netzausbau zu finanzieren, müssen die Kosten für den Bau und Betrieb der Stromleitungen und Umspannwerke in Form von Netznutzungsentgelten (NNE) an die Stromverbraucher weitergegeben werden.

Ziel der vorliegenden Studie ist es, mögliche bestehende regionale Unterschiede hinsichtlich der Höhe von Netznutzungsentgelte bei Endkunden darzustellen und zu analysieren, wie diese zustande kommen und inwieweit diese Unterschiede gerechtfertigt sind. Der Fokus liegt dabei auf den ostdeutschen Bundesländern im Netzgebiet von 50Hertz Transmission sowie dem Bundesland Bayern im Netzgebiet von TenneT.

In Kapitel 3 werden einleitend durchschnittliche Strompreise bei Endkunden in den deutschen Bundesländern dargestellt und erläutert, aus welchen Bestandteilen sich diese Preise zusammensetzen.

Anschließend wird in Kapitel 4 auf den Strompreisbestandteil Netzentgelte eingegangen und analysiert, durch welche Aspekte und Maßnahmen diese ansteigen und regional unterschiedlich ausfallen können.

In Kapitel 5 werden die Ergebnisse der Auswertung von Netzstrukturdaten der Netzgebiete unterschiedlicher Verteilnetzbetreiber in Ostdeutschland und Bayern dargestellt. Dabei geht es auch darum, Zusammenhänge zwischen netzspezifischen Daten und den regional anfallenden Netzentgelten heraus zu arbeiten.

Um zu ermitteln, wie sich die Höhe der zu zahlenden Netzentgelte bis zum Jahr 2020 ändern können, müssen Informationen zu Netzausbaukosten der Verteilnetzbetreiber bis 2020 ausgewertet werden. Die Ergebnisse dazu sind in Kapitel 6 aufgeführt.

Darauf aufbauend werden in Kapitel 7 die Ergebnisse zur Berechnung der Netzentgelterhöhungen infolge des zu erwartenden Netzausbaus bis 2020 dargestellt. Im Zuge dessen wird auch auf die Methode der Netzentgeltermittlung eingegangen.

Letztendlich wird vor dem Hintergrund der Analyse der lokalen Netzentgelte im Rahmen von Kapitel 8 zu den untersuchten Netzgebieten und Grundsätzen der geltenden Netzkostenwälzung eine Alternativmöglichkeit zur Berechnung der deutschlandweiten Netzentgelthöhe beschrieben.

3 ZUSAMMENSETZUNG DER STROMPREISE

In den nachfolgenden Kapiteln werden die Strompreise für Haushalts-, Gewerbe- und – sofern möglich – für Industriekunden im bundesweiten Vergleich abgebildet. Dabei werden zunächst grundsätzlich bestehende regionale Preisunterschiede der Grundversorgertarife für Endkunden aufgezeigt.

In einem nächsten Schritt erfolgen die Darstellung der Endkundenpreise sowie deren Zusammensetzung für Haushalte, Gewerbe und Industrie. Daraus wird eine Bewertung der größten Kostenpositionen abgeleitet.

Weiterhin werden in einer tiefergehenden Analyse ausgewählte Kostenbestandteile näher betrachtet, wobei ein besonderes Augenmerk auf den Netznutzungsentgelten und deren genauere Zusammensetzung gelegt wird.

3.1 *Strompreise bei Endkunden*

Im nachfolgenden Kapitel werden die Strompreise für Haushalts- und Gewerbekunden in einem bundesweiten Vergleich abgebildet. Die Datengrundlage hierfür bildet das Verbraucherportal Verivox. Für Industriekunden wird eine deutschlandweite Betrachtung vorgenommen.

3.1.1 Haushalte

Im bundesweiten Vergleich liegt der Strompreis des günstigsten Angebots eines Grundversorgers für Haushalte in Rheinland-Pfalz mit 28,7 ct/kWh am höchsten, während dieser mit 25,7 ct/kWh in Hamburg den niedrigsten Wert aufweist. Es besteht bundesweit somit ein Haushalts-Strompreisunterschied von maximal 3,1 ct/kWh. Bei einem 4-Personen-Haushalt mit einem jährlichen Stromverbrauch von 4.000 kWh entspricht dieser Unterschied demnach einem Wert von 124 Euro.

Die Analyse zur Höhe der Netzentgelte (siehe Abbildung 9) zeigt Rheinland-Pfalz im Bundesländervergleich an sechster Stelle. Somit lässt sich der hohe Preis in der Grundversorgung nur mit einer höheren Marge und höheren Vertriebskosten im Vergleich zu allen anderen Bundesländern erklären. Wie sich der Strompreis für Haushaltskunden zusammensetzt, ist in Abbildung 3 dargestellt. Haushaltskunden sind nicht an den Grundversorgertarif gebunden und können im Durchschnitt aus mindestens 72 Stromanbietern [BNetzA 2013] einen günstigeren Tarif als den vor Ort angebotenen wählen.

Im Bundesdurchschnitt wurde zum Ende des Jahres 2013 ein Strompreis von 27,4 ct/kWh gezahlt.

In den Bundesländern Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen und Sachsen-Anhalt müssen 1,5 bis 4,2 % mehr bezahlt werden als im Bundesdurchschnitt; in Bayern hingegen 0,1 % weniger (siehe Abbildung 1).

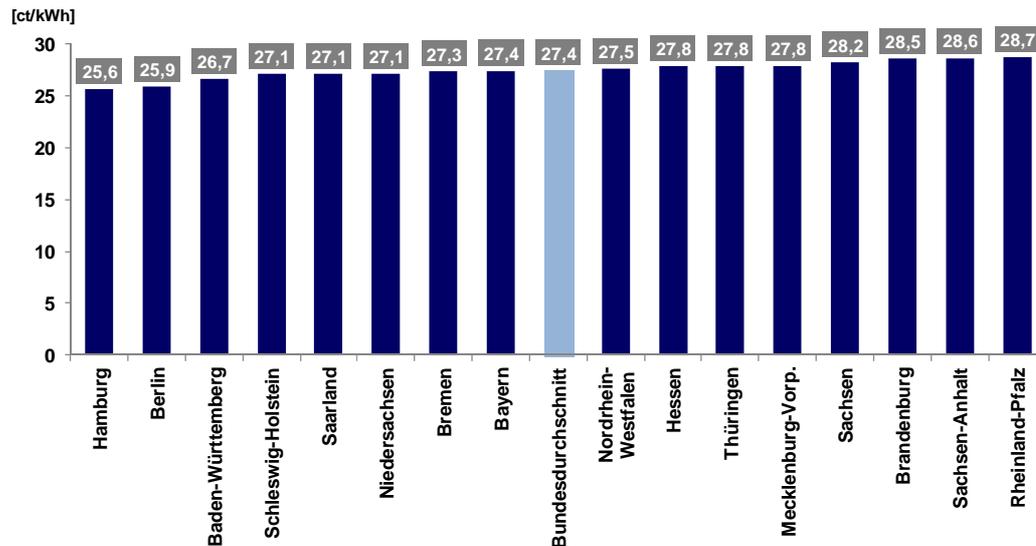


Abbildung 1: Marktübersicht über Strompreise einschließlich aller Steuern, Abgaben und Umlagen für Haushaltskunden nach Bundesländern

Quelle: [Verivox 2013], Stand: 13.11.2013

Berücksichtigt wurden die günstigsten im Internet veröffentlichten Angebote der örtlichen Grundversorger. Angebote, die nur begrenzt verfügbar sind, wurden nicht berücksichtigt. Betrachtet sind Haushaltskunden mit einem Stromverbrauch von 4.000 kWh pro Jahr.

3.1.2 Gewerbe

Im Bundesdurchschnitt wurde ein Strompreis für Gewerbekunden von 22,8 ct/kWh¹ ermittelt, wobei der maximale Preisunterschied rund 2,1 ct/kWh beträgt. Die Preisspanne fällt damit geringer aus als bei Haushalten im Tarif der günstigsten Grundversorger (siehe Abbildung 2).

Bei den günstigsten Tarifen der Grundversorger von Gewerbekunden wurde in Thüringen mit 22,1 ct/kWh zum Ende des Jahres 2013 im bundesweiten Vergleich am wenigsten gezahlt; der höchste Preis ist im Saarland zu verzeichnen. Bei einem durchschnittlichen Jahresverbrauch eines Gewerbebetriebes von 90.000 kWh kann somit eine Kostendifferenz von bis zu 1.890 Euro auftreten.

In den Bundesländern Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen und Sachsen-Anhalt wurden 1,8 bis 4,7 % mehr gezahlt als im Bundesdurchschnitt. Berlin und Thüringen weisen hingegen einen Strompreis unterhalb dem von Bayern und des Bundesdurchschnitts auf. Warum gerade in Thüringen die niedrigsten Strompreise für Gewerbekunden auftreten, kann beispielsweise an besonders günstigen Angeboten der lokalen Stromversorger im Vergleich zu allen anderen liegen. So können beispielsweise die Preisbestandteile Erzeugung, Vertrieb und Marge die regionalen Strompreise beeinflussen.

¹ Alle Preisangaben bei Gewerbekunden ohne Umsatzsteuer.

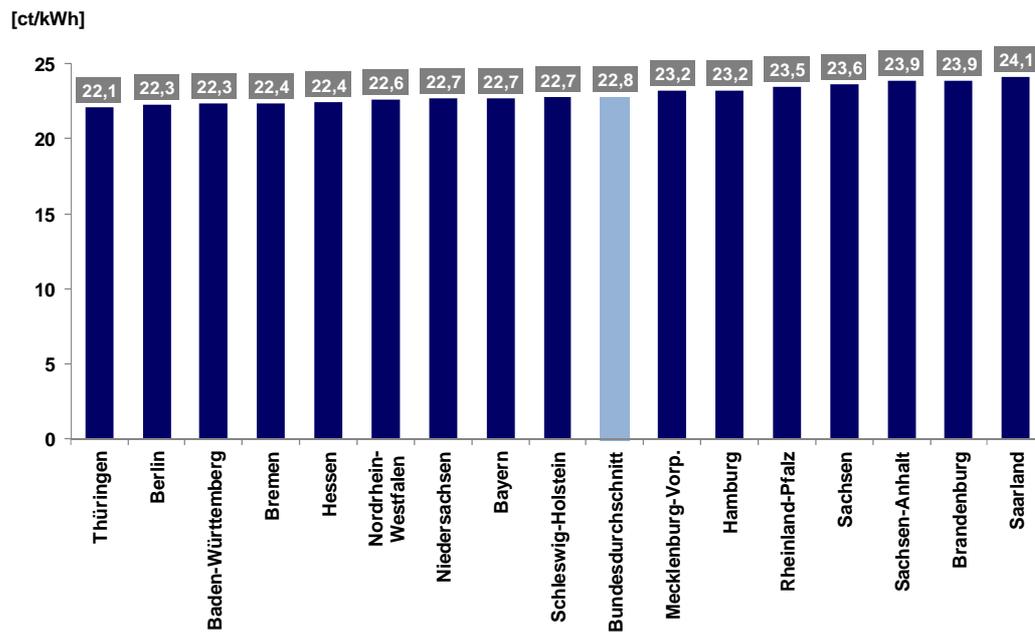


Abbildung 2: Marktübersicht über örtliche Strompreise für Gewerbe nach Bundesländern

Quelle: [Verivox 2013], Stand: 13.11.2013

Berücksichtigt wurden die günstigsten Angebote der örtlichen Grundversorger, soweit diese im Internet veröffentlicht werden. Angebote, die nur begrenzt verfügbar sind, wurden nicht berücksichtigt.

Preise für Gewerbekunden bei einem Jahresverbrauch von 90.000 kWh

3.1.3 Industrie

Industriestrompreise sind in der Regel ausgehandelte Preise und liegen im Vergleich zum Haushalts- und Gewerbekundenpreis deutlich niedriger (siehe Abbildung 2). Gemäß [BDEW 2013] wiesen Industriestrompreise im Jahr 2007 Werte von ca. 11,4 ct/kWh und im Jahr 2013 von ca. 15,0 ct/kWh² auf. Damit lagen die Strompreise im Jahr 2013 um 12,4 ct/kWh unterhalb des zu zahlenden Bundesdurchschnittspreises für Haushaltskunden und um 7,8 ct/kWh unterhalb des Bundesdurchschnittspreises für Gewerbekunden. Aufgrund der Bezugsmengen, Abnahmeprofile sowie anderen Netzebenen, an denen die Industriekunden angeschlossen sind, kann die Preisdifferenz jedoch kein alleiniger Vergleichsmaßstab sein.

In [BNetzA 2013] wird für einen Industriebetrieb mit einer Stromabnahmemenge von 24 GWh und unter Berücksichtigung der maximalen Befreiungsmöglichkeiten³ ein Preis von 9,5 ct/kWh für 2013 angegeben. Im Unterschied zum veröffentlichten Preis aus

² Alle Preisangaben bei Industriekunden ohne Umsatzsteuer.

³ Umlage nach EEG, § 19 StromNEV, Umlage nach KWKG und Umlage nach Offshore-Haftung

[BDEW 2013], wirken bestimmte Voraussetzungen⁴ mindernd auf den zu zahlenden Preis.

Inwiefern bei Industriebetrieben Preisunterschiede wie bei Haushaltskunden und Gewerbekunden auf regionaler Ebene und von Bundesland zu Bundesland im Durchschnitt zu verzeichnen sind, kann nur mittels Befragungen im Industriesektor gezielt ermittelt werden.

3.1.4 Fazit

Haushalte haben im Vergleich der drei Verbrauchergruppen die mit Abstand höchsten Strompreise zu bezahlen. Hier kann es sich unter Umständen lohnen, einen anderen Stromversorger als den Grundversorger mit Hilfe eines entsprechenden Stromvergleichsportals auszuwählen. Anscheinend ist hier die Bereitschaft, einen anderen Stromversorger als den Grundversorger auszuwählen, nicht so stark ausgeprägt wie im gewerblichen Bereich.

Bei allen Verbrauchergruppen bestehen darüber hinaus deutschlandweit regionale Preisunterschiede. Dies liegt an einzelnen Preiskomponenten, wie beispielsweise der Netzentgelte, die von Region zu Region unterschiedlich hoch ausfallen können. Die Höhe der Netzentgelte ist von einem Versorger-Wechsel jedoch nicht beeinflussbar, da diese für den Bau und Betrieb von Stromleitungen vor Ort anfallen und invariable Kosten abdecken müssen. Beeinflussen lassen sich aber die Kostenbestandteile von Erzeugung, Vertrieb und Marge der Stromversorger.

⁴ Vergünstigungen für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen gemäß §§ 40 bis 44 EEG, die Bestimmungen des § 19 StromNEV, des § 9 Abs. 7 Satz 3 KWKG sowie des § 17 f EnWG. Für die Befreiung von der Konzessionsabgabe wird zudem eine gemäß § 2 Abs. 4 S. 1 KAV mögliche Befreiung angenommen.

3.2 Strompreisbestandteile bei Endkunden

Nachfolgend werden die einzelnen Preisbestandteile des Strompreises von Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden der Jahre 2007 bis 2013 abgebildet. Mit einer Einzelauswertung der prozentualen Anteile am Gesamtstrompreis für das Jahr 2013 werden die Kostenverursacher bei den einzelnen Endkundengruppen dargestellt.

3.2.1 Haushalte

In Abbildung 3 sind die Preisbestandteile für Haushaltskunden sowie der Gesamtstrompreis der Jahre 2007 bis 2013 dargestellt.

Die Kosten für Erzeugung, Vertrieb und Marge sind von 2007 zu 2008 angestiegen und befinden sich seit 2009 mit ca. 8,1 ct/kWh im Mittel auf annähernd gleichem Kostenniveau.

Bei den Netzentgelten ist von 2007 bis 2009 eine kontinuierliche Senkung von 6,34 auf 5,80 ct/kWh eingetreten. Mit Ausnahme des Jahres 2010 sind diese bis 2011 weiter gesunken (5,75 ct/kWh) und steigen seit 2012 wieder an. Für das Jahr 2013 wurde der höchste Wert mit 6,52 ct/kWh für die Zeitreihe ermittelt.

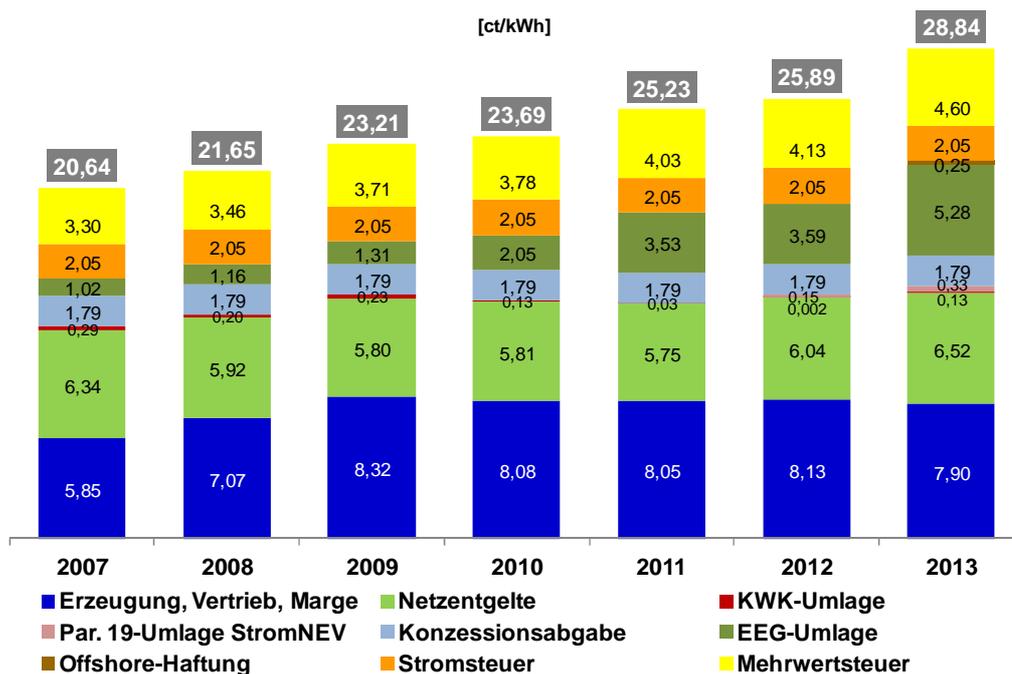


Abbildung 3: Entwicklung des Haushaltstrompreises und dessen Bestandteile in Deutschland

Quellen: [BDEW 2013], Netzentgelte ab 2007: [BNetzA 2013]

Angegeben ist der durchschnittliche Strompreis eines Haushaltes mit einem Stromverbrauch von 3.500 kWh pro Jahr.

Alle anderen Preisbestandteile stellen staatlich veranlasste Anteile (Steuern, Abgaben und Umlagen) dar. Darunter fallen die KWK-Umlage, die § 19 StromNEV-Umlage (seit 2012), die Konzessionsabgabe, die EEG-Umlage, die Offshore-Haftungsumlage (seit 2013), die Stromsteuer und schließlich die Mehrwertsteuer in Höhe von 19 %. Am deut-

lichsten ist die EEG-Umlage, die für 2014 6,24 ct/kWh beträgt, über die Jahre angestiegen.

In Abbildung 4 sind die prozentualen Anteile des Haushaltsstrompreises für 2013 zu sehen. An erster Stelle der größten Kostenblöcke kursiert mit 27,4 % der Anteil für Erzeugung, Vertrieb und Marge der Stromerzeuger, gefolgt von den Netzentgelten mit 22,6 % und der EEG-Umlage mit 18,3 %. Der Gesamtanteil von Steuern, Abgaben und Umlagen beträgt 50 % am Gesamtstrompreis für Haushaltskunden.

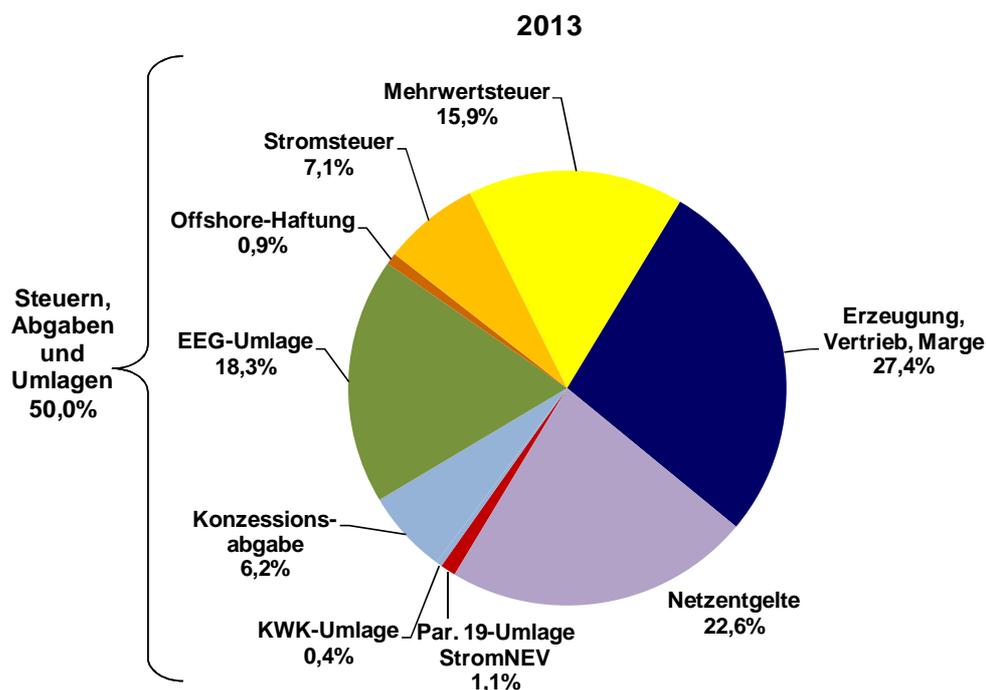


Abbildung 4: Strompreiskomponenten und deren Anteile bei Haushaltsstrompreisen

Quellen: [BDEW 2013], Netzentgelte ab 2007: [BNetzA 2013] Darstellung und Berechnung: IE Leipzig

3.2.2 Gewerbe

In Abbildung 5 wird ein ähnliches Bild der Strompreiszusammensetzung geboten wie für die Haushaltskunden. Demnach sind auch hier die Preise für Erzeugung, Vertrieb und Marge im Jahr 2007 von 6,51 bis auf 7,89 ct/kWh im Jahr 2009 angestiegen. Von 2009 bis 2013 notieren diese im Mittel bei 7,79 ct/kWh auf annähernd gleichem Niveau.

Die Netzentgelte der Gewerbekunden sind von 2007 bis 2011 (mit Ausnahme von 2010) kontinuierlich von 5,49 auf 4,89 ct/kWh gesunken. Seit 2012 sind diese jedoch wieder angestiegen und weisen für 2013 einen Wert von 5,67 ct/kWh auf.

Alle anderen Preisbestandteile stellen – wie bei den Haushaltsstrompreisen – staatlich veranlasste Anteile (Steuern, Abgaben und Umlagen) dar. Darunter zählt die KWK-Umlage, die § 19 StromNEV-Umlage (seit 2012), die Konzessionsabgabe, die EEG-

Umlage, die Offshore-Haftungsumlage (seit 2013) und die Stromsteuer. Der Unterschied besteht allein bei der Höhe der Konzessionsabgabe, die im Vergleich zu den Haushalten nur 1,24 ct/kWh beträgt. Außerdem kann bei Gewerbekunden die Umsatzsteuer wegen ihrer Absetzungsfähigkeit in der Betrachtung entfallen.

Die EEG-Umlage wird von Gewerbekunden in voller Höhe gezahlt. Im Jahr 2013 wurden beispielsweise bei einem jährlichen Stromverbrauch von 90.000 kWh somit 4.752 Euro für die EEG-Umlage gezahlt.

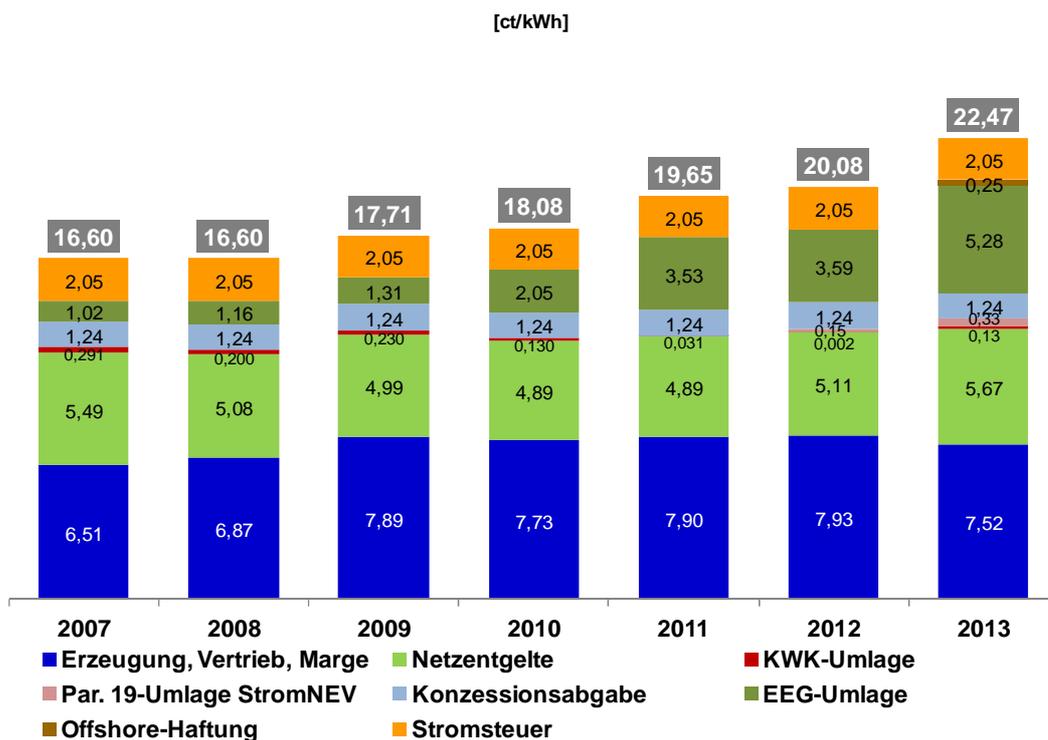


Abbildung 5: Entwicklung des Gewerbestrompreises (durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau) und dessen Bestandteile in Deutschland
 Quelle: [BNetzA 2013] ohne Umsatzsteuer Darstellung und Berechnung: IE Leipzig

In Abbildung 6 sind die Anteile der Preisbestandteile dargestellt. Die größte Position mit einem Anteil von 33,5 % fällt für Erzeugung, Vertrieb und Marge an. Danach folgen der Anteil der Netzentgelte mit 25,2 % und die EEG-Umlage mit 23,5 %. Der staatlich veranlasste Anteil ist mit 41,3 % geringer als bei den Haushaltskunden.

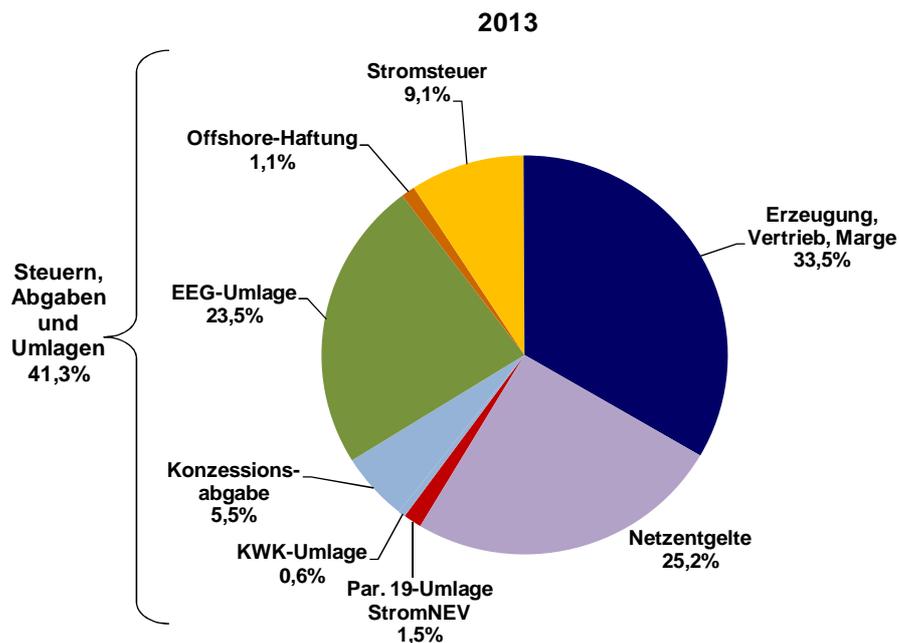


Abbildung 6: Strompreiskomponenten und deren Anteile bei Gewerbestrompreisen
 Quellen: [BNetzA 2013] ohne Umsatzsteuer Berechnung und Darstellung: IE Leipzig

3.2.3 Industrie

In Abbildung 7 ist der Industriestrompreis und dessen Bestandteile für einen ausgewählten Abnahmefall dargestellt. Es sei darauf hingewiesen, dass die Industriestrompreise, aufgrund von Abnahmemenge, Lastprofil und Netzanschlussebene, deutlich voneinander abweichen können. Zudem können die staatlich verursachten Preisbestandteile wegen Sonderregelungen sehr unterschiedlich ausfallen.

Beim Preisbestandteil für Erzeugung, Vertrieb und Marge ist auf einen deutlichen Anstieg von 2007 zu 2008 hinzuweisen. Dies hängt mit dem Wirtschaftsboom im Jahr 2008 – vor dem Ausbruch der Finanzkrise – zusammen. Die Strompreise der Industrie sind eng an den Börsenstrompreis gekoppelt, so dass sich Veränderungen an der Börse in zeitlicher Nähe auf den Industriestrompreis auswirken.

In den Jahren 2009 bis 2012 ist mit durchschnittlich 7,26 ct/kWh annähernd ein gleichbleibendes Niveau für die Preiskomponente zu verzeichnen. Im Jahr 2013 fiel der Preis für Erzeugung, Vertrieb und Marge allerdings wieder, da der Strompreis an der Börse im Mittel seit 2006 einen historischen Tiefpunkt erreichte.

Die Netzentgelte starteten 2007 bei 1,51 ct/kWh und lagen damit im Vergleich der Verbrauchergruppen am niedrigsten und sind bis 2009 für die Industrie weiter leicht gesunken. Im Jahr 2010 sind diese wiederum leicht gestiegen, 2011 wieder gefallen, um bis zum Jahr 2013 einen durchschnittlichen Wert von 1,79 ct/kWh zu erreichen.

Bei allen anderen Komponenten handelt es sich – ebenso wie bei den anderen beiden Verbrauchergruppen – um staatlich verursachte Preisbestandteile. Darunter zählen die KWK-Umlage, die § 19 StromNEV-Umlage (seit 2012), die Konzessionsabgabe, die EEG-Umlage, die Offshore-Haftungsumlage (seit 2013) und die Stromsteuer. Teilweise bestehen Vorteile und Vergünstigungen der Industrie bei etwaigen staatlichen Komponenten.

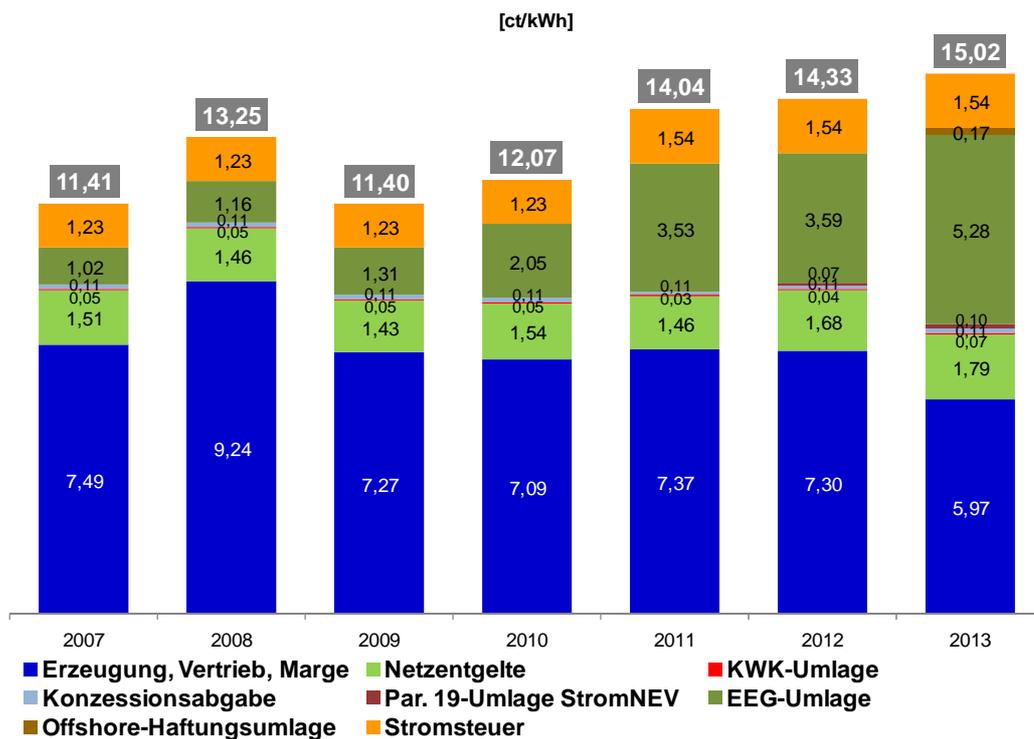


Abbildung 7: Entwicklung des Industriestrompreises und dessen Bestandteile in Deutschland

Quellen: [BDEW 2013], mittl. Strompreis eines Mittelspannungskunden (Industrie) (stromsteuerermäßig), Abnahme v. 100 kW/1.600h bis 4.000 kW/5.000h. Netzentgelte: [BNetzA 2013] Berechnung und Darstellung: IE Leipzig

Die prozentualen Preisbestandteile beim Industriestrompreis 2013 sind in Abbildung 8 dargestellt. Danach bildet der Block „Erzeugung, Vertrieb und Marge“ mit 39,7 % den größten Bestandteil. Mit 35,1 % folgen diesmal die EEG-Umlage und erst danach die Netzentgelte mit 11,9 %.

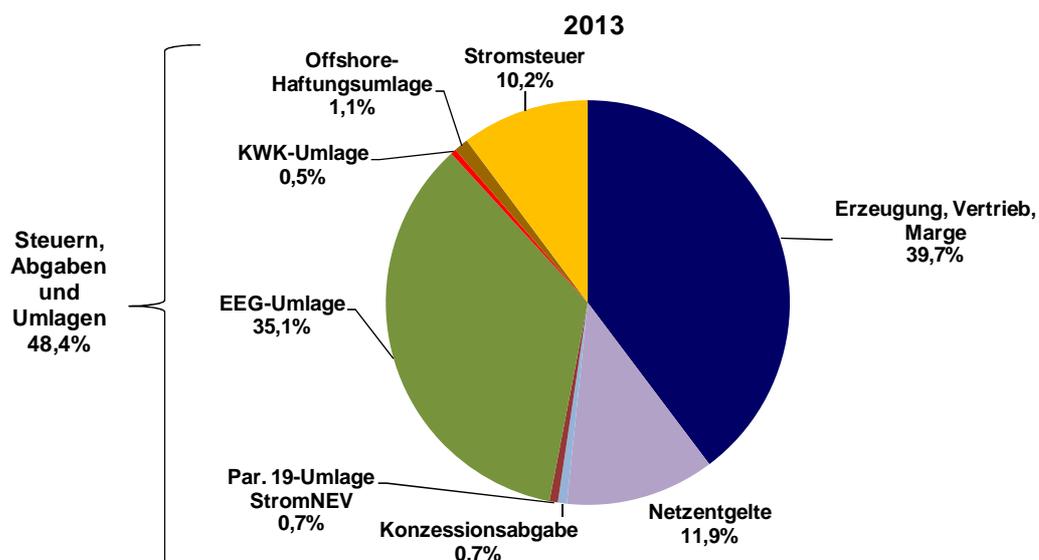


Abbildung 8: Strompreiskomponenten und deren Anteile bei Industriestrompreisen

Quellen: [BDEW 2013] Berechnung und Darstellung: IE Leipzig

4 NETZENTGELTE BEI ENDKUNDEN

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse eines Vergleiches der Netznutzungsentgelte (NNE) in den Bundesländern für Haushalte und Gewerbe dargestellt. Für Industriekunden gelten gesonderte Regelungen und unter dem Tatbestand, dass die Strompreise verhandelt und nicht veröffentlicht werden, kann eine Übersicht der Bundesländer nicht erfolgen. Dennoch wird in einer Übersicht aufgezeigt, wie hoch NNE für Industrieunternehmen im Durchschnitt für Deutschland und in den einzelnen Netzgebieten im Vergleich sein können. Der Vergleich wird auch auf vergangene Jahre bezogen, um eine Entwicklung der Höhen der NNE sichtbar zu machen.

Darüber hinaus wird die Systematik der NNE kurz erläutert und herausgestellt, welche Maßnahmen und Regelungen zur Beeinflussung der NNE beitragen können.

Eine kurze Zusammenfassung zum Zustand der Übertragungsnetze in den 1990er Jahren in den zu betrachtenden Regionen Ost- und Westdeutschlands soll Zusammenhänge zu den bestehenden regionalen Unterschieden der NNE für die Endkunden aus der Historie heraus ermöglichen.

4.1 Vergleich der Netznutzungsentgelte in den Bundesländern

Haushalt

In Abbildung 9 sind die Auswertungen der durchschnittlich zu zahlenden Netzentgelte nach Bundesländern veranschaulicht. Diese liegen in einer Zeitreihe von 2010 bis 2013 komplett für alle Bundesländer vor. Für 2014 stehen diese nur für den Bundesdurchschnitt sowie für weitere sieben Bundesländer zur Verfügung.

Bei den Haushalten liegen die niedrigsten zu zahlenden Entgelte bei 5,08 ct/kWh in Bremen. Die höchsten NNE sind mit 8,48 ct/kWh in Brandenburg zu zahlen. Die absolute Differenz beträgt demnach 3,40 ct/kWh.

Allein dieser Unterschied bedeutet im Falle einer vierköpfigen Familie mit einem jährlichen Stromverbrauch von 4.000 kWh in Brandenburg eine Mehrbelastung gegenüber Bremen in Höhe von 136 Euro pro Jahr.

Seit 2010 haben sich die NNE in Sachsen-Anhalt leicht verringert. Diese lagen bei 7,38 ct/kWh (2010), 7,24 ct/kWh (2011), 7,20 ct/kWh (2012) und 7,11 ct/kWh (2013). Eine allgemeine Begründung für die Reduzierung der NNE von einem Jahr zum darauffolgenden kann mit der Anreizregulierungsverordnung in Verbindung gebracht werden. Die Bundesnetzagentur überprüft, inwiefern Änderungen bei den Höhen der NNE zulässig sind oder nicht. Für 2014 ist ein leichter Anstieg auf 7,13 ct/kWh für Sachsen-Anhalt zu verzeichnen. Eine jährliche Reduzierung der NNE von 2010 bis 2012 ist auch in Sachsen zu verzeichnen. Im Jahr 2013 sind die NNE aber wieder gestiegen, bevor sie im Jahr 2014 wieder sanken.

Im Bundesdurchschnitt zahlen Haushaltskunden im Jahr 2013 Netzentgelte in Höhe von 6,29 ct/kWh. In Bayern lag das Entgelt in Höhe von 6,13 ct/kWh somit um 2,5 % unter-

halb des Bundesdurchschnitts. Alle ostdeutschen Bundesländer weisen im Vergleich zum Bundesdurchschnitt höhere Netzentgelte auf (siehe Abbildung 9). In Berlin werden jedoch die zweitniedrigsten Entgelte gezahlt (siehe Kapitel 5.1).

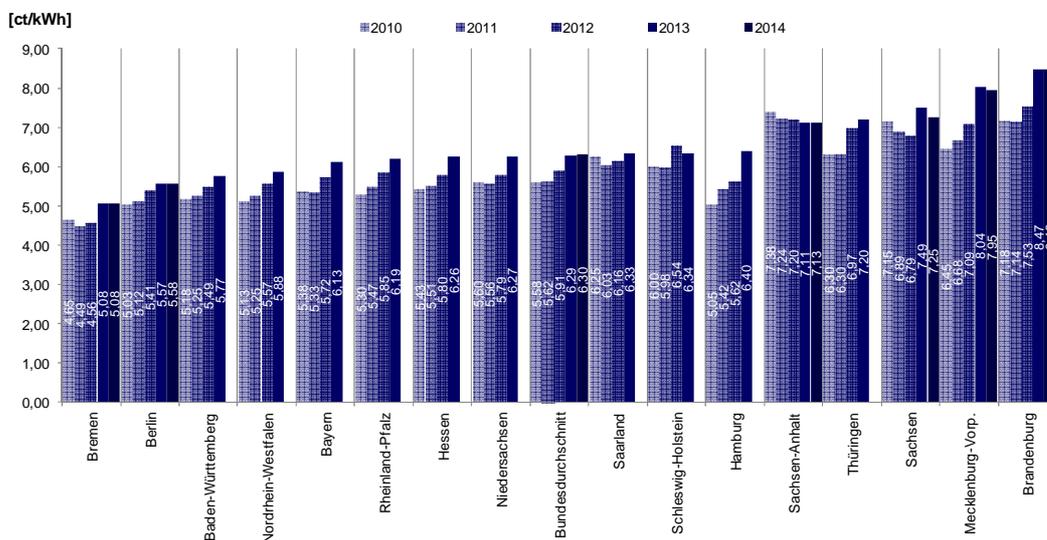


Abbildung 9: Übersicht über die Netznutzungsentgelte für Haushaltskunden nach Bundesländern

Quelle: [Verivox 2014], Stand: 21.01.2014 [Verivox 2013], Stand: 12.11.2013, [Verivox 2012], Stand: 14.11.2012, [Verivox 2011], Stand: 14.11.2011, [Verivox 2010], Stand: 17.09.2010, Haushaltskunden mit einem Stromverbrauch von 4.000 kWh pro Jahr.

Gewerbe

In Abbildung 10 sind die durchschnittlichen Netzentgelte für Gewerbekunden mit einem Stromverbrauch von 90.000 kWh für 2012 und 2013 dargestellt. Ebenso wie bei den Netzentgelten der Haushaltskunden, handelt es sich bei der unteren und oberen Entgeltspanne um dieselben Bundesländer: Bremen mit 4,60 ct/kWh und Brandenburg mit 7,38 ct/kWh. Die absolute Differenz beträgt somit 2,78 ct/kWh.

Im Bundesdurchschnitt werden 5,34 ct/kWh gezahlt. Alle Gewerbebetriebe in ostdeutschen Bundesländern zahlen im Schnitt höhere Entgelte als im Bundesdurchschnitt. Berlin liegt bei den Gewerbekunden an vierter und Bayern an fünfter Stelle.

Bei einem Vergleich der Jahre 2012 und 2013 fällt für Sachsen-Anhalt und Schleswig-Holstein ein Rückgang der NNE auf. Eine Begründung hierfür kann ebenfalls Eingriffe der Bundesnetzagentur auf die zulässigen Höhen der NNE sein.

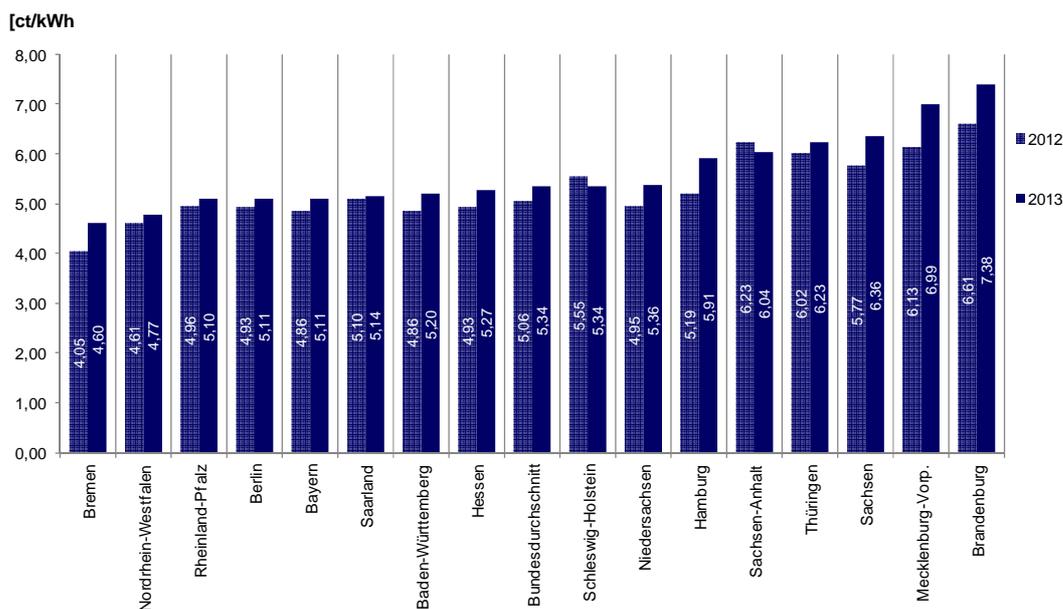


Abbildung 10: Netznutzungsentgelte für Gewerbe nach Bundesländern

Quelle: [Verivox 2013], Stand: 13.11.2013
 Preise für Gewerbekunden bei einem Jahresverbrauch von 90.000 kWh

Industrie

Die Bundesnetzagentur veröffentlicht mengengewichtete Mittelwerte der Netzentgelte für Industriekunden im Monitoringbericht 2013. Ein Vergleich der Mittelwerte für Deutschland und der Angaben aus den Preisblättern zu Netzentgelten der Verteilnetzbetreiber gibt Anhaltspunkte, ob in diesen Gebieten höhere Entgelte als im anfallen oder nicht.

Die Analysen ergeben, dass im Bundesdurchschnitt seit 2010 ein Anstieg der Netzentgelte bis 2013 zu verzeichnen ist. Ein Wert für 2014 wird erst im nächsten Monitoringbericht veröffentlicht. Dies gilt auch für N-ERGIE, das Bayernwerk und E.DIS. Bei MITNETZ hingegen sind die Entgelte von 2010 bis 2012 gesunken, 2013 wieder angestiegen und im Jahr 2014 wieder gefallen (siehe Abbildung 11). Da die Höhe der Netzentgelte von der Regulierungsbehörde überprüft wird, kann es zu entsprechenden Verminderungen der Netzentgelte kommen.

Von Endkunden des Verteilnetzbetreibers N-ERGIE sind von 2010 bis 2013 geringere Netzentgelte zu zahlen als im Bundesdurchschnitt. In allen anderen Netzgebieten sind höhere Netzentgelte zu zahlen. Die mit Abstand höchsten Netzentgelte sind im Netzgebiet von E.DIS gefolgt von MITNETZ zu zahlen. 2013 lagen die Netzentgelte bei E.DIS um 56 % höher als im Bundesdurchschnitt. Bei MITNETZ waren dies 41 % und beim Bayernwerk 16 %.

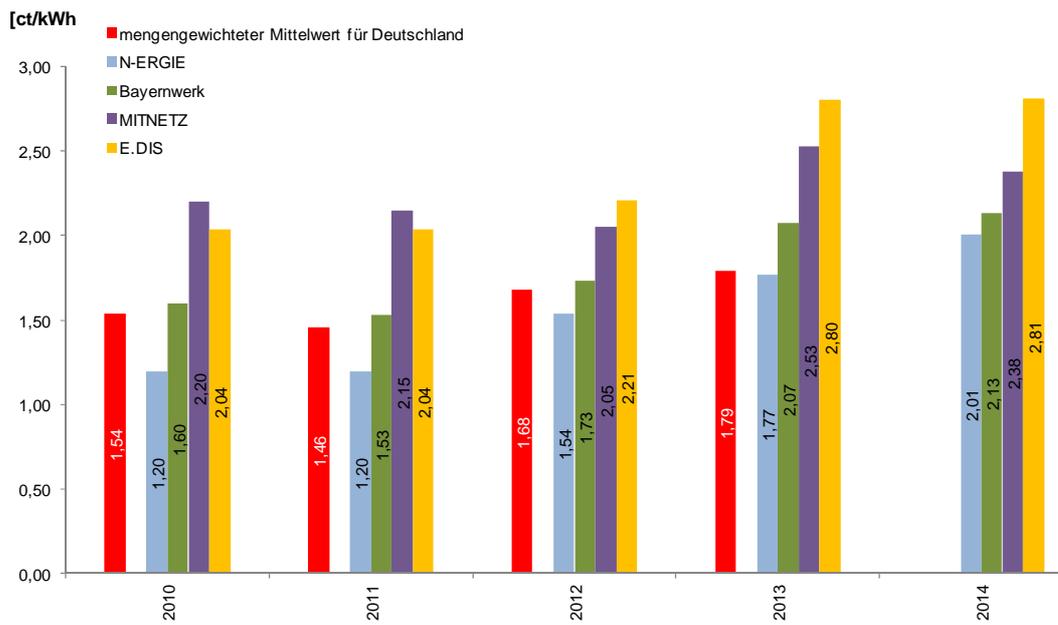


Abbildung 11: *Netznutzungsentgelte der Mittelspannung für die Industrie im Vergleich*

Quellen: [BNetzA 2013] [Bayernwerk 2014a] [E.DIS 2014a] [MITNETZ 2014b] [N-ERGIE 2014a] mengengewichteter Mittelwert Deutschland und in den vier Netzgebieten für Industriekunden: Jahresverbrauch von 24 GWh/Jahr, Jahreshöchstlast von 4.000 kW und Jahresbenutzungsdauer von 6.000 Stunden, Versorgung in Mittelspannung (10 oder 20 kV), Angaben für das Bayernwerk, E.DIS, MITNETZ und N-ERGIE: Entgelte mit Leistungsmessung Benutzungsdauer größer gleich 2.500 h/a Arbeitspreis im Mittelspannungsnetz

4.2 Systematik der Netznutzungsentgelte

Die Kosten für das bestehende Netze, den Netzbetrieb und den Ausbau der Netze werden in Deutschland über Netzentgelte auf die Verbraucher umgelegt. Den ordnungspolitischen Rahmen bilden hierfür die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und die Anreizregulierung (ARegV). Im Rahmen der Anreizregulierung werden Netzbetreibern seit dem Jahr 2009 individuelle, effizienzbasierte Erlösbergrenzen vorgegeben.

Aus Sicht der Stromverbraucher ist es für die Bestimmung der Netznutzungsentgelte entscheidend, ob der Lastverlauf der jeweiligen Verbrauchsstelle gemessen oder synthetisch ermittelt wird. Für Verbrauchsstellen mit einem Stromverbrauch bis zu 100 MWh/a kann eine Belieferung über ein synthetisches Lastprofil (Standardlastprofil, SLP) erfolgen.

Für die Netzkunden im Niederspannungsnetz ohne Leistungsmessung gilt ein pauschaliertes Arbeitsentgelt aus Arbeitspreis (€/ct/kWh) und Grundpreis (Euro/a). Für Stromverbraucher mit einer 1¼ h-Leistungsmessung (gemessener Lastgang) sind die Netzentgelte hingegen sehr unterschiedlich, da diese in der Regel von vielen Einflussfaktoren abhängig sind. Es handelt sich dabei um folgende Faktoren:

- Jahresarbeit,
- Höchster Leistungsmittelwert des Abrechnungszeitraums,
- Netzebene des Stromverbrauchers (HS | U HS/MS | MS | U MS/NS | NS) und
- Jahresbenutzungsdauer (Quotient aus Jahresarbeit und maximaler Leistung).

Die Netznutzungsentgelte für Stromverbraucher mit Leistungsmessung setzen sich aus dem Arbeitspreis (ct/kWh), einem Leistungspreis (€/kW) sowie ggf. auch einem Entgelt für Blindarbeit (ct/kvarh) zusammen. Neben den Netzentgelten sind die Aufwendungen für Messstellenbetrieb (MSB), Messung (MESS) und Abrechnung zu berücksichtigen.

Im Allgemeinen sind die Netzentgelte von allen Stromabnehmern zu entrichten. Die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) gewährt jedoch unter bestimmten Voraussetzungen für Stromabnehmer eine Entgeltbefreiung bzw. ein individuelles Netzentgelt.

- Ein individuelles Netzentgelt⁵ nach § 19 (2) S.1 StromNEV können Stromverbraucher mit einer atypischen⁶ Netznutzung bei der Bundesnetzagentur beantragen. Die Mindestvoraussetzung für ein individuelles Netzentgelt stellt ein Stromverbrauch größer 10 GWh/a und eine Benutzungszeit größer 7.000 h/a dar.
- Die Entgeltbefreiung nach § 19 (2) S.2 StromNEV können energieintensive Industriekunden mit einer hohen Gleichmäßigkeit⁷ der Stromabnahme bei der Bundesnetzagentur beantragen.

In Tabelle 1 wird darüber ein zusammenfassender Überblick gegeben.

⁵ Bis minimal 20 % des veröffentlichten Netzentgelts des Netzbetreibers.

⁶ D. h., wenn der Höchstlastbetrag des Letztverbrauchers vorhersehbar und erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast in dieser Netz- oder Umspannebene abweicht.

⁷ Stromverbrauch > 10 GWh, Benutzungszeit > 7.000 h/a

Tabelle 1: Netzentgelte – Rechtsgrundlagen, Entgelthöhe und Entlastungstatbestände

Quelle: [StromNEV 2013], [ARegV 2013] Darstellung IE Leipzig

Rechtsgrundlage	Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) Anreizregulierungsverordnung (ARegV)
Entgelthöhe	Aufschlag auf den Stromverbrauch der Letztverbraucher (LV):
	Abhängig von: - den örtlichen Gegebenheiten im Netzgebiet - Stromabnahmemenge Jahreshöchstlast Jahresbenutzungsdauer Netzebene
Entlastungstatbestände	Entgeltbefreiung nach §19 (2) S.2 StromNEV: - Befreiung energieintensiver Industriekunden mit einer hohen Gleichmäßigkeit der Stromabnahme von den Stromnetzentgelten - Stromverbrauch > 10 GWh, Benutzungszeit > 7.000 h/a
	Individuelles Netzentgelt nach §19 (2) S.1 StromNEV: - bis minimal 20 % des veröffentlichten Netzentgelts für Verbraucher mit atypischer Netznutzung (d. h. wenn der Höchstlastbetrag des Letztverbrauchers vorhersehbar und erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast in dieser Netz- oder Umspannebene abweicht) - Stromverbrauch > 10 GWh, Benutzungszeit > 7.000 h/a
Anmerkung	- Entlastung nur auf Antrag bei der BNetzA. - Ausgleich fehlender Einnahmen wegen Befreiungen und Entlastungen erfolgt durch die §19 StromNEV-Umlage.

Die Befreiung von den NNE im Industriesektor sowie die individuellen Netzentgelte für Kunden mit atypischem Verbrauch werden durch die § 19 StromNEV-Umlage ausgeglichen, welche für alle Verbraucher in unterschiedlicher Höhe anfällt. Der Umlagesystematik geschuldet, werden Verbraucher mit einer Stromabnahmemenge von < 1 GWh davon besonders stark belastet. Bei der Festlegung der Höhe der § 19 StromNEV-Umlage werden drei Letztverbrauchergruppen (LV)⁸ unterschieden

- Letztverbrauchergruppe A: 0,187 ct/kWh
- Letztverbrauchergruppe B: 0,050 ct/kWh
- Letztverbrauchergruppe C: 0,025 ct/kWh

Die Umlage der Letztverbrauchergruppe B und C ist dabei gedeckelt, während die Höhe der Umlage für Letztverbrauchergruppe A jährlich angepasst wird.

Die individuellen Netzentgelte müssen von der Bundesnetzagentur genehmigt werden [BNetzA 2014a] und sind lediglich mit der Anschlusskennung des jeweiligen Verbrauchers auf den Seiten des Netzbetreibers mit ihrer prozentualen Reduzierung veröffentlicht. Die absolute Höhe der Netzentgelte ist darin jedoch nicht einsehbar [MITNETZ 2014c].

⁸ LV A: Verbraucher bis 1 GWh | LV B Verbraucher > 1 GWh | LV C: Letztverbraucher, die dem produzierenden Gewerbe, dem schienengebundenen Verkehr oder der Eisenbahninfrastruktur zuzuordnen sind und deren Stromkosten im vorangegangenen Kalenderjahr vier Prozent des Umsatzes überstiegen haben.

4.3 Redispatch-Maßnahmen

Der Begriff Dispatch bezeichnet die Einsatzplanung von Kraftwerken durch deren Betreiber und lautet entsprechend „Kraftwerkeinsatzplanung“. Redispatch bedeutet hingegen eine kurzfristige Änderung des Kraftwerkseinsatzes auf Anweisung der ÜNB [Next 2014]. Damit wird das Ziel verfolgt, auftretende Netzengpässe zu vermeiden oder zu beseitigen, was sowohl regelzonenintern als auch -übergreifend erfolgen kann. Grund für solch einen Eingriff ist eine kurzfristig vorhersehbare Abweichung zwischen Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie.

Von der Regelenergie (Primär- und Sekundärregelung sowie Minutenreserve) unterscheiden sich Redispatch-Maßnahmen hinsichtlich ihrer Ursache. Bei der Regelenergie geht es darum, sehr kurzfristige Abweichungen (z.B. Frequenzabfall) im Nachhinein auszugleichen. Im Gegensatz dazu wird bei einem Redispatch vor dem zu erwartendem Ereignis (Netzüberlastung) durch räumliche Lastverschiebung reagiert.

Durch die Absenkung der Wirkleistungseinspeisung seitens der Kraftwerke diesseits des Engpasses bei gleichzeitiger Steigerung der Wirkleistungseinspeisung anderer Kraftwerke jenseits des Engpasses bleibt die Gesamt-Wirkleistungseinspeisung in Summe nahezu unverändert, führt aber gleichzeitig zur Engpassbeseitigung.

Durch die Festlegung der BNetzA (BK6-11-098) vom 30.12.2012 zur „Standardisierung vertraglicher Rahmenbedingungen für Eingriffsmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen“ sind die ÜNB dazu verpflichtet, alle Anpassungen der Wirkleistungseinspeisung auf einer gemeinsamen Internetseite zu veröffentlichen [EEG/KWK-G]. Dabei werden kostengünstige Kraftwerke im Netzgebiet mit Überschussstrom abgeregelt, während teure Kraftwerke im Netzgebiet mit Strommangel hochgefahren werden. Die Mehrkosten dafür tragen die Netzbetreiber, welche diese wiederum auf die Netzentgelte umlegen. Der Umlagesystematik der Netzentgelte sowie den Befreiungs- und Entlastungstatbeständen geschuldet, werden dadurch im Wesentlichen kleine und mittlere Stromverbraucher belastet.

Gemäß [VDI 2013] werden die steigenden Mehrkosten für diese – eigentlich marktfremde – Maßnahme von kleinen und mittelgroßen Stromkunden getragen. So besteht eine große Aufgabe des ÜNB 50Hertz insbesondere darin, die wachsenden Stromüberschüsse aus ostdeutschen Wind- und Solarparks sowie die hohen Mengen Braunkohlestroms in andere deutsche Regionen zu transportieren, wo sie verbraucht werden können. Eine Beseitigung eines Netzengpasses war dabei die Fertigstellung einer neuen Höchstspannungsleitung von Schwerin nach Hamburg, so dass nach Abschaltung zweier Kernkraftwerke im Jahr 2011 die sichere Stromversorgung Hamburgs wieder gewährleistet ist. Noch wichtiger ist jedoch der Stromtransport zwischen Thüringen und Bayern, so dass 50Hertz und TenneT („Thüringer Strombrücke“) seit vielen Jahren an der Südwestkuppelleitung durch den Thüringer Wald arbeiten, um den notwendigen Stromtransport zu bewältigen.

Gemäß [BNetzA 2013] mussten im Jahr 2012 regelzonenscharfe Redispatch-Maßnahmen in folgendem Maße ergriffen werden:

- Regelzone TenneT: 822 GWh über eine Dauer von 4.157 h
- Regelzone 50Hertz: 1.714 GWh über eine Dauer von 2.841 h
- Regelzone Amprion: 162 GWh über eine Dauer von 30 h
- Regelzone TransnetBW:: keine

50Hertz hat demnach Redispatch-Maßnahmen mit der weitaus höchsten Leistung erbringen und TenneT über fast die Hälfte der Dauer eines Jahres erbringen müssen, während Amprion kaum und TransnetBW gar nicht davon betroffen waren. Die Redispatch-Maßnahmen erfolgten insbesondere für die Leitung Remptendorf-Redwitz in der Regelzone von 50Hertz und TenneT gefolgt von dem Gebiet um die Leitung Lehrte-Mehrum in der TenneT-Regelzone (vgl. Abbildung 12).

Kosten für Redispatch-Maßnahmen ergeben sich in erster Linie aus der Erstattung von Brennstoff- und Anfahrtkosten beim Hochfahren eines Kraftwerks einerseits sowie aus der Glattstellung des Bilanzkreises des Bilanzkreises des von der Redispatch-Maßnahme betroffenen Betreibers durch den ÜNB beim Herunterfahren eines Kraftwerks andererseits [Next 2014].

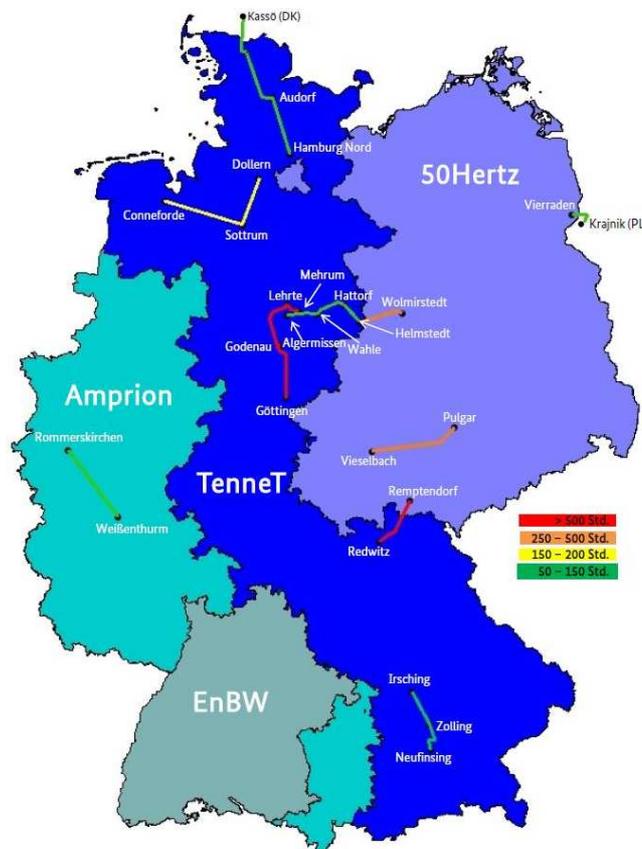


Abbildung 12: Strombedingte Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2012
 Quelle: [BNetzA 2013]

Die BNetzA hat für 2011 bundesweite Redispatchkosten in Höhe von 120 Mio. € ermittelt (doppelt so hoch wie für 2007). 50Hertz hatte davon allein 101 Mio. € zu tragen, weswegen dieser ÜNB seine Netzentgelte für 2013 um 40 % anheben musste und somit der Strompreis für Haushalte insbesondere in Ostdeutschland anstieg [VDI 2013]. Damit tragen die Redispatchkosten, gemäß einer Berechnung des IE Leipzig, im Netzgebiet von MITNETZ STROM und E.DIS ungefähr einen Anteil von 2 % (Anteil Arbeitspreis: 0,14 ct/kWh) an den gesamten Netzentgelten für Haushaltskunden.

Kurzfristig ist gemäß [BNetzA 2013] nicht von einem Rückgang der Redispatch-Maßnahmen auszugehen. Jedoch soll dem mit dem Ausbau der „Thüringer Strombrücke“ bis zum Jahr 2015 entgegengewirkt werden.

Die geplante Abschaltung aller Atomkraftwerke in Bayern bis spätestens Ende 2022 könnten die Menge der erforderlichen Redispatch-Maßnahmen und damit die Netzentgelte für Endkunden wieder steigen lassen.

4.4 Einspeisemanagement

Das Einspeisemanagement (EisMan) umfasst die vom Netzbetreiber vorgenommene Abregelung der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien sowie KWK- und Grubengasanlagen. Es handelt sich dabei um eine notwendige Zwangsabregelung, wenn Abschnitte von Übertragungs- oder Verteilnetzen überlastet sind und der daraus folgende Engpass die Versorgungssicherheit bedroht.

Jedoch werden Betreiber von Windenergie-, Solar- und Biogasanlagen für diese erzwungene Abregelung vom zuständigen VNB gemäß § 12 EEG finanziell entschädigt. Diese Entschädigungszahlungen werden ebenfalls vom VNB auf die Netzentgelte umgelegt [BNetzA 2014].

Auch Betreiber konventioneller Kraftwerke (wie Kohle-, Erdgas- und Atomkraftwerke) unterliegen der Zwangsabregelung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, werden jedoch nicht entschädigt, da sie ihre Brennstoffe – im Gegensatz zu EEG-Anlagenbetreibern – zwischenspeichern können [Next 2014].

4.5 Vermiedene Netznutzungsentgelte (vNNE)

Gemäß § 18 StromNEV fallen für Endverbraucher bei der Nutzung des Stromnetzes Netznutzungsentgelte an. Diese setzen sich aus folgenden Kostenfaktoren zusammen:

- Nutzung der Netzinfrastruktur
- Systemdienstleistungen
- Deckung der Übertragungsverluste
- Messung und Abrechnung
- Konzessionsabgaben

Diese Faktoren unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Kosten nach der genutzten Spannungsebene, womit eine verursachergerechte Verteilung der Netzkosten erzielt werden soll. Die Kostenwälzung erfolgt gemäß dem „Top-Down-Prinzip“ von der höchsten Netzebene über die Umspannebenen auf die niedrigste Netzebene. D.h. für Endverbraucher (Haushalte), die an der niedrigsten Spannungsebene angeschlossen sind, fallen die höchsten Netznutzungsentgelte an, da der Strom von der Höchstspannungsebene über alle dazwischen liegenden Spannungs- und Umspannebenen zur Niederspannungsebene transformiert und transportiert werden muss.

Dezentrale EEG- und KWK-Anlagen speisen hingegen nicht, wie zentrale Großkraftwerke, in die Höchst-/Hochspannungsebene ein, sondern verbrauchsnahe ins Nieder- oder Mittelspannungsnetz, so dass der eingespeiste Strom nicht erst von der Höchst- und Hochspannungsebene in die Mittelspannungs- und Niederspannungsebene herunter transformiert werden muss. So entstehen dem Netzbetreiber durch EEG-Anlagen geringere Aufwendungen im Vergleich zu Großkraftwerken. Diese Einsparungen sind dem EEG-Anlagenbetreiber gemäß § 35 Abs. 2 EEG nach den Vorschriften gemäß § 18 Abs. 2 StromNEV auszuzahlen. Es handelt sich dabei um so genannte vermiedene Netznutzungsentgelte (vNNE).

Dabei wird seitens des Gesetzgebers unterstellt, dass der Strom auf genau der Netzebene verbraucht wird, wo dieser eingespeist wird. Jedoch ist das schon heute in ostdeutschen Bundesländern – wie u.a. in einer dena-Studie zu EEG-Netzentgeltauswirkungen in Sachsen-Anhalt [dena 2007] herausgestellt wurde – durch den hohen Anteil dezentraler EEG-Anlagen nicht mehr der Fall. Häufig kann der dezentral eingespeiste Strom aus EEG-Anlagen nicht in der Mittel- und Niederspannungsebene verbraucht werden und muss in die jeweils vorgelagerte Netzebene rückgespeist werden, um in Gebiete transportiert zu werden, wo eine entsprechende Energienachfrage existiert. D.h., dass auch vermehrt dezentrale Erzeugungsanlagen alle Netz- und Umspannebenen belasten. Die Kosten trägt in diesem Fall der Verteilnetzbetreiber, der diese wiederum in Form steigender Netznutzungsentgelte auf den Endverbraucher und damit die Haushalte umlegt [dena 2007].

Gemäß [ÜNB 2014] betrug die Summe aller vNNE aufgeteilt nach Energieträgern im Netzgebiet von 50 Hertz 180 Mio. Euro. Damit können die vNNE, gemäß einer Berechnung des IE Leipzig, im Netzgebiet von MITNETZ STROM und E.DIS ungefähr einen Anteil von 3 bis 5 % (Anteil Arbeitspreis: 0,25 ct/kWh) an den gesamten Netzentgelten für Haushaltskunden ausmachen.

4.6 Zustand der Übertragungsnetze in den 1990er Jahren

Nach dem zweiten Weltkrieg waren große Teile von Energieversorgungsanlagen und die Stromnetze in Deutschland stark beschädigt. Durch die Teilung Deutschlands gestaltete sich der Aufbau der Energieversorgungsstruktur unterschiedlich. So konnte die BRD auf das Know-how der westlichen Länder zurückgreifen währenddessen die von der damaligen Sowjetunion beeinflusste DDR eben nicht von diesem Wissensvorsprung profitieren konnte.

So musste beispielsweise der Energiebedarf in der DDR geplant werden, da Erzeugungskapazitäten zur Deckung des Strombedarfes über das gesamte Jahr fehlten. Es wurden Maßnahmen notwendig, die die Sicherheit und Aufrechterhaltung der Stromversorgung für das Gebiet der DDR gewährleisten sollten [FAZ 2011].

Die VEAG⁹ übernahm kurz nach dem Mauerfall den ostdeutschen Kraftwerkspark und deren Stromnetze. In den darauffolgenden Jahren fanden weitere Umstrukturierungsmaßnahmen und Besitzwechsel statt bis schließlich im Jahr 2002 die VEAG und einige andere Unternehmen zur Vattenfall Europe zusammengeführt wurden.

Nach dem Mauerfall und der Wiedervereinigung war es jedoch notwendig beide Stromversorgungssysteme, die der BRD und ehemaligen DDR auf den gleichen technischen Standard zu bringen. Seit der Wiedervereinigung bis 2005 wurde in den 380/220-kV-Netzumbau im größeren Maße investiert, da die alte „DDR-Technik“ zum Teil komplett erneuert bzw. sukzessive modernisiert werden musste. So wurden beispielsweise folgende Netzausbaumaßnahmen durchgeführt [50HzT 2014a]:

- Neubau von 380-kV-Freileitungen mit einer Trassenlänge von rd. 500 km.
- Rückbau von Freileitungen (vorrangig 220 kV) mit einer Trassenlänge von rd. 1.000 km.
- Stahlbautechnische Sanierung der 380-kV-DDR-Alt-Leitungen von Lubmin nach Wolmirstedt und Neuenhagen.
- Neubau von 21 380-kV-Schaltanlagen.
- Ertüchtigung von 4 380-kV-Schaltanlagen („Ersatzneubau“).
- Herstellung der Fernsteuerbarkeit der 380- und 220-kV-Umspannwerke sowie Schaltanlagen wurde hergestellt bzw. befindet sich noch in Umsetzung.

Um einen kartographischen Überblick zu den einzelnen Netzausbaumaßnahmen der Vergangenheit im Netzgebiet von 50Hertz zu erhalten ist im Anhang eine Karte hinterlegt.

Der notwendige Netzneubau bzw. Netzumbau in der Nachwendezeit hat direkte Auswirkung auf die Höhe der NNE der Endkunden im Netzgebiet von 50Hertz. Die in der Stromnetzentgeltverordnung aufgeführten betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern¹⁰ gehen in die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen zur Bestimmung der jährlichen Netzkosten ein. Diesbezüglich kann davon ausgegangen werden, dass die in der Vergangenheit getätigten Investitionen für den Netzausbau auch heute noch in den NNE der Endkunden enthalten sind.

⁹ Am 12. Dezember 1990 wurde die Vereinigte Energiewerke AG als Verbundunternehmen bestehend aus den großen Energieunternehmen Preussen-Elektra AG, Rheinisch-Westfälisch Elektrizitätswerke AG und Bayernwerk AG sowie den fünf kleinen Unternehmen Badenwerk, BEWAG, EVS, HEW und VEW von der Treuhand gegründet.

¹⁰ 380-kV-Freileitungen werden mit 40 bis 50 Jahren Nutzungsdauer in der StromNEV Anlage 1 aufgeführt; Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Schalter mit 35 bis 45 Jahre.



Im Gegensatz zu den Übertragungsnetzgebieten der vom technischen Know-how der westlichen Länder profitierenden Teile Westdeutschlands stellt dies eine historisch begründete höhere Belastung der Verbraucher Ostdeutschlands dar.

4.7 Fazit

Netzentgelte sind grundsätzlich von allen Stromabnehmern zu entrichten. Jedoch führen unterschiedliche gesetzliche Regelungen dazu, dass größere Stromabnehmer vermehrt von Entgelten befreit sind bzw. ein individuelles Netzentgelt zu entrichten haben.

So erhalten Verbraucher mit atypischer Netznutzung eine Netzentgeltbelastung, während energieintensive Verbraucher mit einer hohen Gleichmäßigkeit der Stromabnahme sogar von den Stromnetzentgelten komplett befreit sind. Ausgeglichen wird dies durch eine Sonderumlage (§ 19 StromNEV-Umlage), von der insbesondere die Haushalte, das Gewerbe und die mittelständische Industrie betroffen sind.

Darüber hinaus werden diese Stromabnehmer – insbesondere in Ostdeutschland – wegen des vermehrten Ausbaus erneuerbarer Energien mit erhöhten Netzentgelten belastet, um die Kosten für nötige Redispatch-Maßnahmen, Abregelungen im Rahmen des Einspeisemanagement sowie die vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) für dezentrale Einspeiser auszugleichen.

Damit sind die privaten Haushalte, das Gewerbe und die mittelständische Industrie, insbesondere in Gebieten mit hoher EE-Anlagen-Dichte, in erster Linie mit der Finanzierung netzbedingter Kosten der Energiewende belastet.

Darüber hinaus ist die Belastung der Endkunden mit höheren Netzentgelten im Netzgebiet von 50Hertz immer noch wegen der notwendigen Netzneubau- und Modernisierungsmaßnahmen der alten DDR-Stromnetze in der Nachwendezeit deutlich höher.

5 NETZSTRUKTURDATEN

In diesem Kapitel werden zunächst die Netzstrukturdaten der Verteilnetzbetreiber in den Bundesländern Berlin/Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt und Sachsen miteinander verglichen (siehe Abbildung 13).



Abbildung 13: *Verteilnetzbetreiber in Ostdeutschland*
Quelle: [MITNETZ 2013]

In diesen Bundesländern sind Netzregionen der in dieser Studie ausgewählten Netzbetreiber 50Hertz, E.DIS und MITNETZ STROM enthalten. Eine Gegenüberstellung mit den übrigen Netzbetreibern in diesen Bundesländern zielt auf einen vergleichenden Überblick über die Netzlängen ab. Im Detail werden die Netzstrukturdaten der zu betrachtenden Netzbetreiber grafisch und tabellarisch dargestellt. Das Bundesland Thüringen findet dabei weniger Beachtung. Zwar erstreckt sich ein kleiner Teil des MITNETZ-Netzgebietes auch über Thüringen, jedoch verfügt dieses Bundesland mit der TEN Thüringer Energienetze GmbH über einen eigenen regionalen Verteilnetzbetreiber, dessen gesamte installierte Leistung aber z.B. weit unterhalb der von E.DIS, MITNETZ STROM oder des sächsischen Verteilnetzbetreibers ENSO Netz liegt.

Für das Bundesland Bayern erfolgt ebenfalls eine vergleichende Auswertung der Netzstrukturdaten der einzelnen Netzbetreiber. Im Detail werden die Netzstrukturdaten des Übertragungsnetzbetreibers TenneT TSO sowie der Verteilnetzbetreiber Bayernwerk AG und N-ERGIE Netz behandelt.

5.1 Netzstrukturdaten Ostdeutschland

In Abbildung 14 sind die Stromkreislängen der verschiedenen Spannungsebenen (HS, MS und NS) und in Abbildung 15 die installierte Leistung der Umspann- und Spannungsebenen (HS/MS, MS und MS/NS) von ausgewählten Verteilnetzbetreibern dargestellt. Dafür wurden überwiegend die Daten von Netzbetreibern in ausgewählten Städten der zu betrachtenden Bundesländer herangezogen, um diese denen von E.DIS und MITNETZ STROM gegenüber zu stellen.

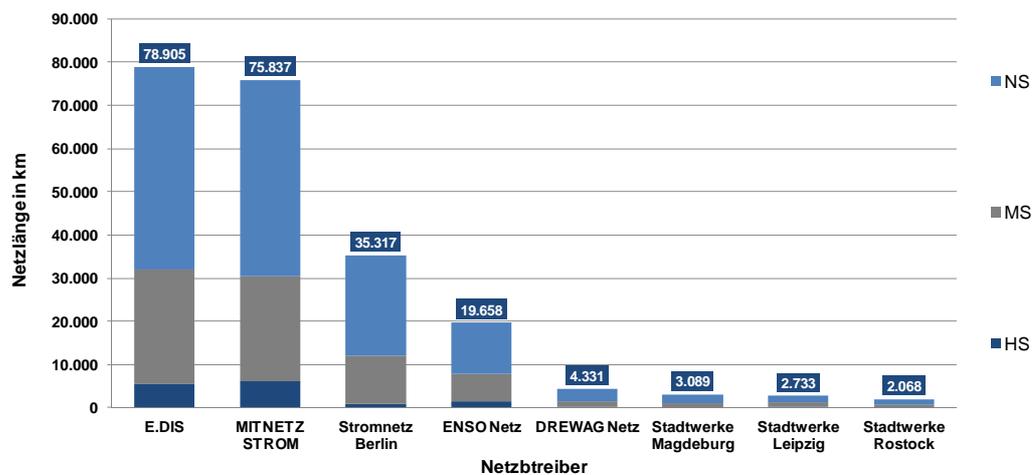


Abbildung 14: Netzlängen ausgewählter Verteilnetzbetreiber in Berlin/Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt und Sachsen

Quelle: [E.DIS 2014], [MITNETZ 2014], [SNB 2014], [ENSO 2014], [DREWAG 2014], [SWMd 2014], [SWL 2013], [SWR 2014] Darstellung: IE Leipzig

Die Auswertung der Netzstrukturdaten macht deutlich, dass E.DIS und MITNETZ STROM die Verteilnetzbetreiber mit den deutlich größten Stromkreislängen darstellen und auch die höchste installierte Leistung aufweisen. Die installierte Leistung korrespondiert zudem eindeutig mit der Netzlänge der Verteilnetze; lediglich die Stadtwerke Leipzig weisen gegenüber den Stadtwerken Magdeburg eine höhere installierte Leistung bei geringerer Netzlänge auf.

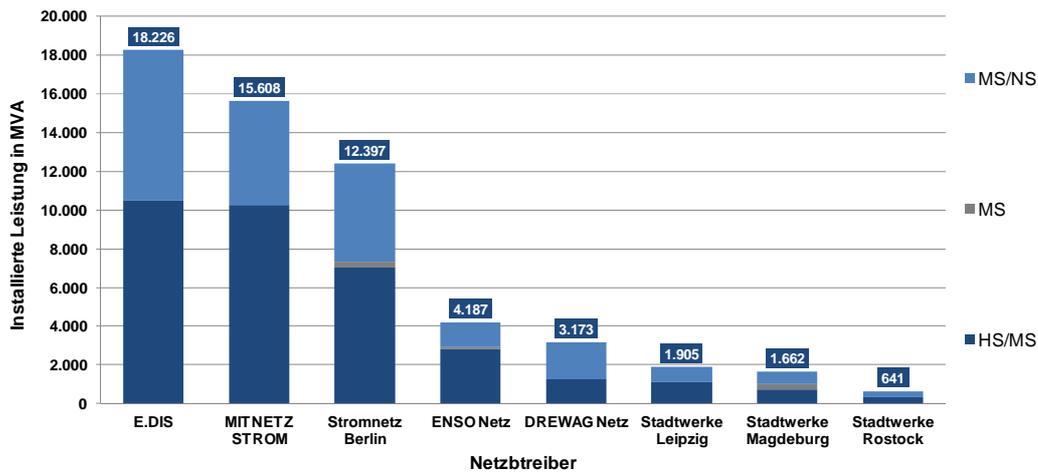


Abbildung 15: Installierte Leistung ausgewählter Verteilnetzbetreiber in Berlin/Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt und Sachsen

Quelle: [E.DIS 2014], [MITNETZ 2014], [SNB 2014], [ENSO 2014], [DREWAG 2014], [SWMd 2014], [SWL 2013], [SWR 2014] Darstellung: IE Leipzig

Ein etwas differenzierteres Bild wird in Abbildung 16 und Abbildung 17 geliefert. Darin ist zu sehen, dass die E.DIS AG – trotz weiträumiger Stromleitungen und einer hohen installierten Leistung – eine im Verhältnis dazu geringe Anzahl an Entnahmestellen und v.a. eine sehr geringe Entnahme-Leistung durch Letztverbraucher und Weiterverteiler aufweist. Im Gegensatz dazu ist bei der Stromnetz Berlin GmbH der im Vergleich höchste Abnahmefall – sowohl hinsichtlich Entnahme-Leistung als auch Entnahmestellen – bei einer nicht einmal einem halb so großen Netz (bezogen auf die Netz-Kilometern) zu finden. D.h., dass die Leistungsdichte (GWh/km) bei E.DIS sehr gering und bei Stromnetz Berlin besonders hoch ist.

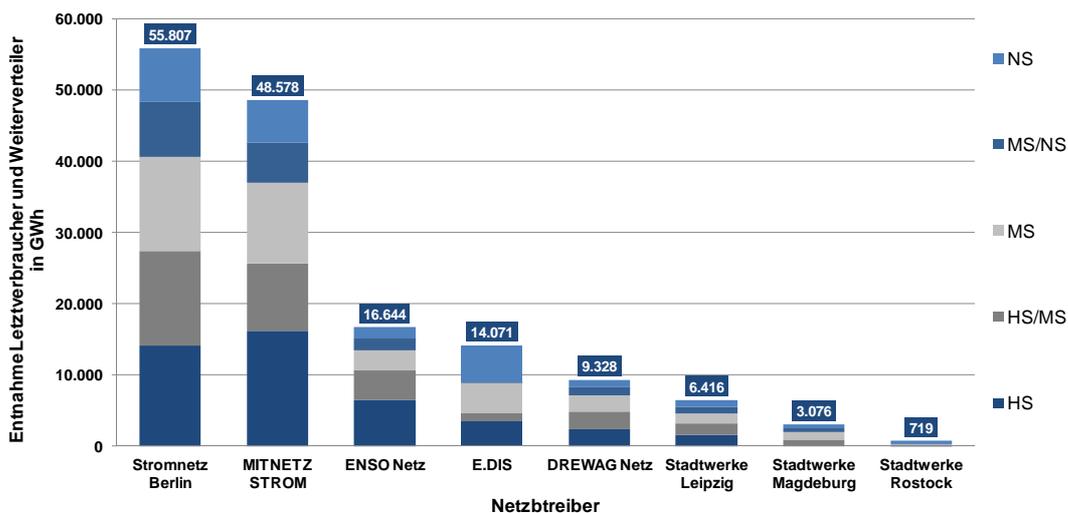


Abbildung 16: Entnahme Letztverbraucher und Weiterverteiler aus dem Stromnetz ausgewählter Verteilnetzbetreiber in Berlin/Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt und Sachsen

Quelle: [E.DIS 2014], [MITNETZ 2014], [SNB 2014], [ENSO 2014], [DREWAG 2014], [SWMd 2014], [SWL 2013], [SWR 2014] Darstellung: IE Leipzig

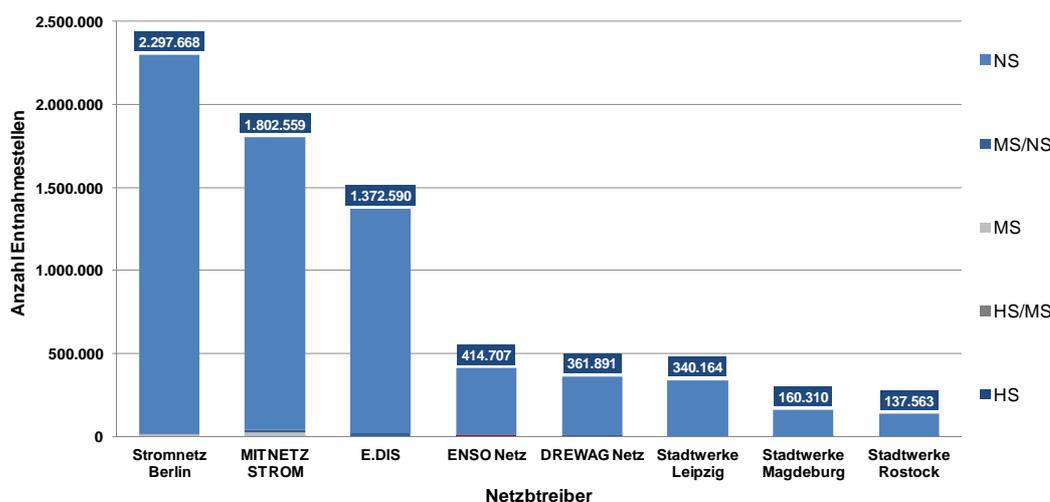


Abbildung 17: Anzahl der Entnahmestellen ausgewählter Verteilnetzbetreiber in Berlin/Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt und Sachsen

Quelle: [E.DIS 2014], [MITNETZ 2014], [SNB 2014], [ENSO 2014], [DREWAG 2014], [SWMd 2014], [SWL 2013], [SWR 2014] Darstellung: IE Leipzig

Bei der E.DIS AG, dem Netzbetreiber mit der geringsten Leistungsdichte (Entnahmeleistung pro Netzkilometer), fallen die höchsten Arbeitspreise¹¹ an, während diese bei der Stromnetz Berlin GmbH, dem Netzbetreiber mit der höchsten Leistungsdichte, um mehr als 3 ct/kWh geringer ausfallen (siehe Abbildung 18). Es kann geschlussfolgert werden, dass sich dies in den Netzentgelten bzw. den Arbeitspreisen der Verteilnetzbetreiber für Haushaltskunden (Arbeitspreis für Entnahme ohne Leistungsmessung) widerspiegelt.

Wie in Abbildung 19 zu sehen ist, kann durchaus ein Zusammenhang zwischen Arbeitspreis und Entnahme pro Netzkilometer hergestellt werden. Dieser ist aber – wie u.a. die Fälle der Stadtwerke Leipzig und Rostock zeigen – nicht signifikant. Daher ist davon auszugehen, dass noch andere Faktoren bestimmend für den Arbeitspreis für Haushaltskunden sind.

In Abbildung 20 sind die Arbeitspreise dem Anteil der installierten Wind- und Solarleistung an der gesamten im Netzgebiet des jeweiligen Verteilnetzbetreibers installierten Leistung gegenübergestellt. Hintergrund dessen ist, dass die Netzentgelte, wie in Kapitel 4.5 dargestellt, insbesondere davon abhängen, wie hoch der Anteil der dezentralen Einspeisung im jeweiligen Netzgebiet ist und inwieweit vermehrt auf Redispatch-Maßnahmen infolge fluktuierender Einspeisung zurückgegriffen werden muss. Dafür wur-

¹¹ Netzentgelte bestehen aus Leistungs- und Arbeitspreis bzw. werden für Haushalte, anstelle eines Leistungspreises, ein Grundpreis festgelegt. Da für Haushaltskunden jedoch keine einheitlichen Grundpreise ausgewiesen werden können, erfolgt ein Vergleich ausschließlich auf Basis von Arbeitspreisen.

den die von 50Hertz veröffentlichten EEG-Anlagenstammdaten entsprechend ausgewertet.

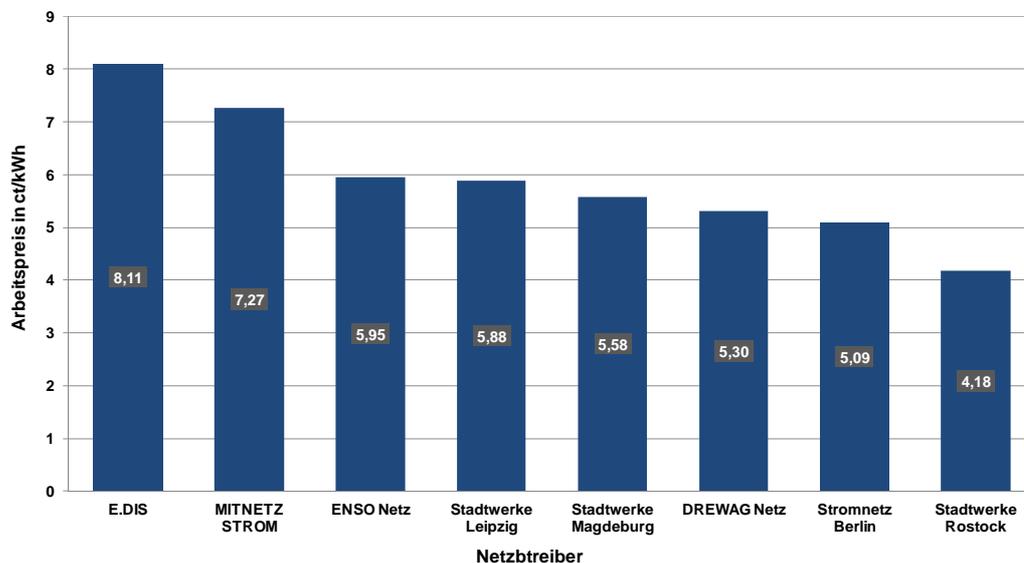


Abbildung 18: Arbeitspreise ausgewählter Verteilnetzbetreiber in Berlin/Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt und Sachsen für Verbraucher an der Niederspannungsebene

Quelle: [E.DIS 2014], [MITNETZ 2014], [SNB 2014], [ENSO 2014], [DREWAG 2014], [SWMd 2014], [SWL 2013], [SWR 2014] Darstellung: IE Leipzig

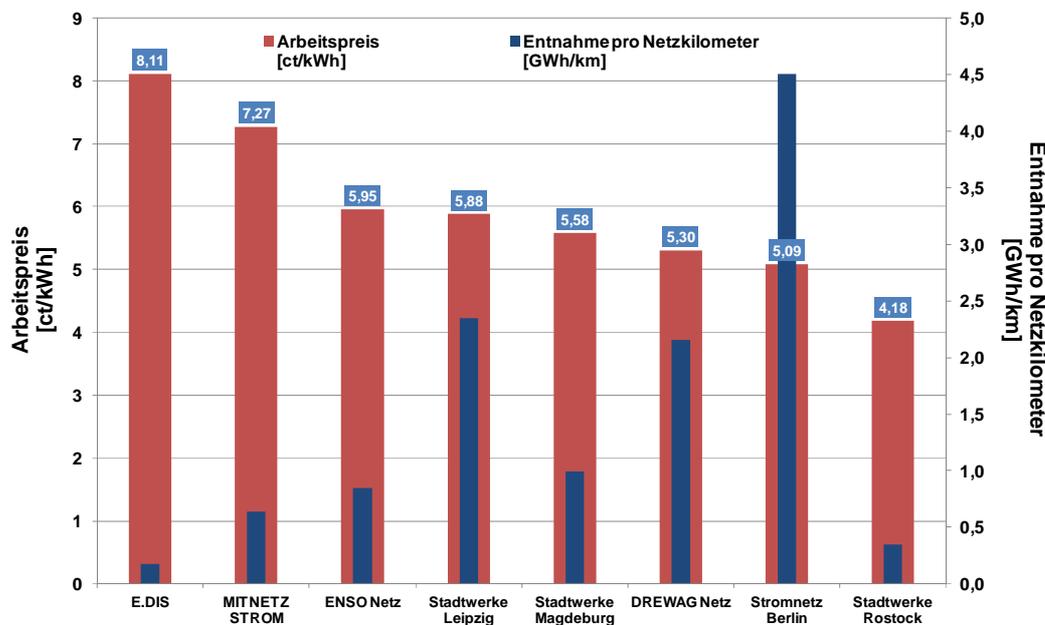


Abbildung 19: Arbeitspreis und Entnahme pro Netzkilometer ausgewählter Verteilnetzbetreiber in Berlin/Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt und Sachsen an der Niederspannungsebene

Quelle: [E.DIS 2014], [MITNETZ 2014], [SNB 2014], [ENSO 2014], [DREWAG 2014], [SWMd 2014], [SWL 2013], [SWR 2014] Berechnung und Darstellung: IE Leipzig

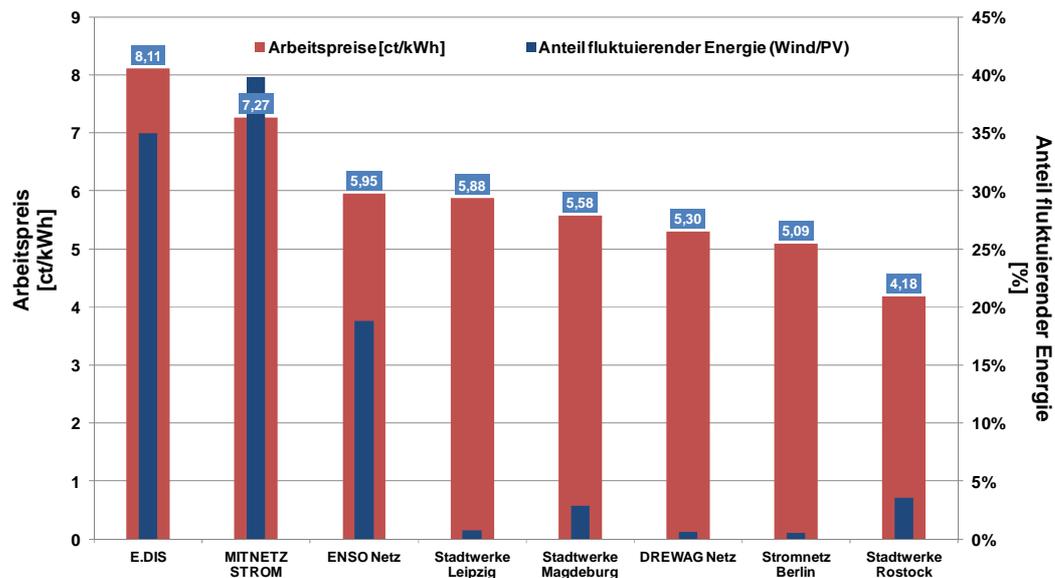


Abbildung 20: Arbeitspreis und Anteil fluktuierender Energie (Wind/PV) ausgewählter Verteilnetzbetreiber in Berlin/Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt und Sachsen an der Niederspannungsebene

Quelle: [50HzT 2014] Berechnung und Darstellung: IE Leipzig

Auch hier lässt sich nicht durchgehend ein signifikanter Zusammenhang erkennen; es ist jedoch zu sehen, dass E.DIS und MITNETZ STROM sowie zu einem hohen Anteil ENSO Netz fast die Leistung an fluktuierenden Energien abdecken und damit auch die wesentlich höheren Arbeitspreise gegenüber denen der städtischen Netzbetreiber (Stadtwerke) zu erklären sind. Dass aber z.B. E.DIS trotz des geringeren fluktuierenden Anteils gegenüber MITNETZ STROM höhere Arbeitspreise notiert, liegt wiederum – wie zuvor dargestellt – an der wesentlich geringeren Entnahme-Leistung pro Netzkilometer. Diese beiden Faktoren fließen demnach auf gegensätzliche Weise in die Arbeitspreise ein.

Die Auswertung der EEG-Anlagenstammdaten zeigt, dass sich die größten Wind- und Solarparks in den ländlichen Gebieten, welche unter die Netzgebiete von E.DIS, MITNETZ und z.T. ENSO fallen, befinden.

5.2 Netzstrukturdaten Bayern

In Abbildung 21 sind die Stromkreislängen der verschiedenen Spannungsebenen (HS, MS und NS) und in Abbildung 22 die installierte Leistung der Umspann- und Spannungsebenen (HS/MS, MS und MS/NS) von ausgewählten Verteilnetzbetreibern dargestellt. Dafür wurden überwiegend die Daten von Netzbetreibern der größeren Städte des zu betrachtenden Bundeslandes herangezogen, um diese denen der Bayernwerk AG sowie der LEW Verteilnetz GmbH (LVN) und der N-ERGIE Netz GmbH gegenüber zu stellen.

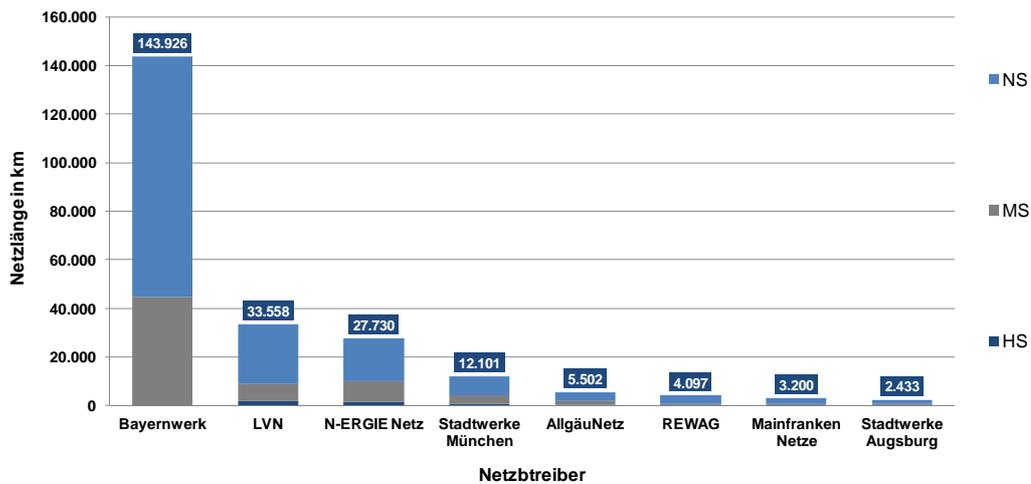


Abbildung 21: Netzlängen ausgewählter Verteilnetzbetreiber in Bayern

Quellen: [BayW 2014], [LVN 2014], [N-ERGIE 2014], [SWMn 2014], [AllgN 2014], [REWAG 2014], [MFN 2014], [SWA 2014] Darstellung: IE Leipzig

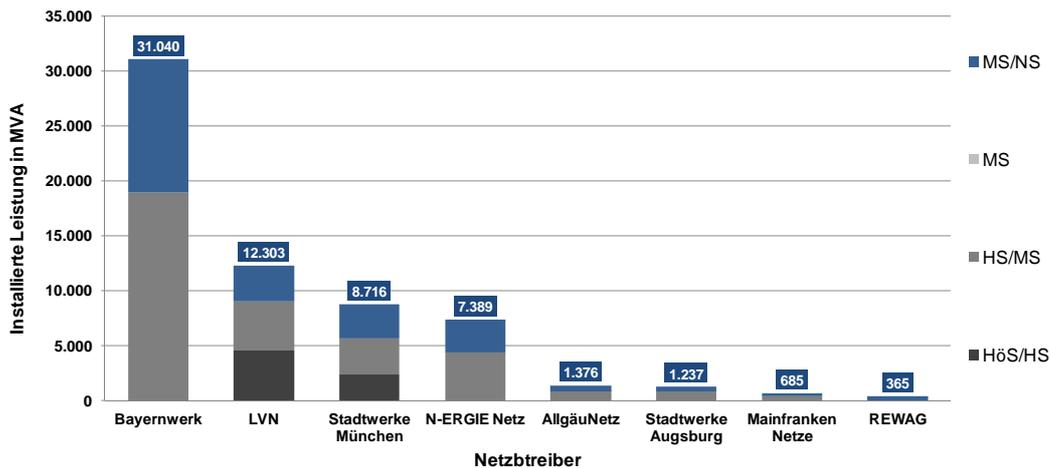


Abbildung 22: Installierte Leistung ausgewählter Verteilnetzbetreiber in Bayern

Quellen: [BayW 2014], [LVN 2014], [N-ERGIE 2014], [SWMn 2014], [AllgN 2014], [REWAG 2014], [MFN 2014], [SWA 2014] Darstellung: IE Leipzig

Die Auswertung der Netzstrukturdaten macht deutlich, dass die Bayernwerk AG – mit großem Abstand gefolgt von LVN, N-ERGIE und den Stadtwerken München – der

Verteilnetzbetreiber mit den größten Stromkreislängen ist und auch die weitaus höchste installierte Leistung aufweist. Die installierte Leistung korrespondiert zudem weitgehend mit den Netzlängen der Verteilnetze; lediglich die Stadtwerke München weisen gegenüber N-ERGIE sowie die Stadtwerke Augsburg gegenüber REWAG (Stadtwerke Regensburg) eine höhere installierte Leistung bei geringerer Netzlänge auf.

Ein ähnliches Bild wird in Abbildung 23 und Abbildung 24 geliefert. Darin ist zu sehen, dass die Bayernwerk AG die höchste Entnahme-Leistung durch Letztverbraucher und Weiterverteiler und die mit Abstand höchste Anzahl an Entnahmestellen aufweist. Trotz weniger Netzkilometer als LVN und E-NERGIE sowie geringerer installierter Leistung als LVN, stehen die Stadtwerke München hinsichtlich Entnahme-Leistung durch Letztverbraucher und Weiterverteiler und Anzahl Entnahmestellen an zweiter Stelle.

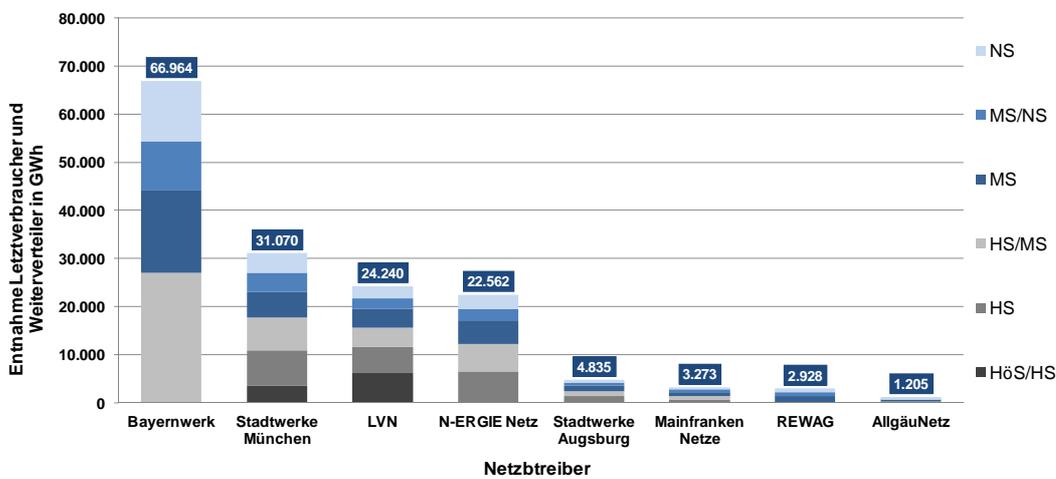


Abbildung 23: Entnahme Letztverbraucher und Weiterverteiler in dem Stromnetz ausgewählter Verteilnetzbetreiber aus Bayern

Quellen: [BayW 2014], [LVN 2014], [N-ERGIE 2014], [SWMn 2014], [AllgN 2014], [REWAG 2014], [MFN 2014], [SWA 2014] Darstellung: IE Leipzig

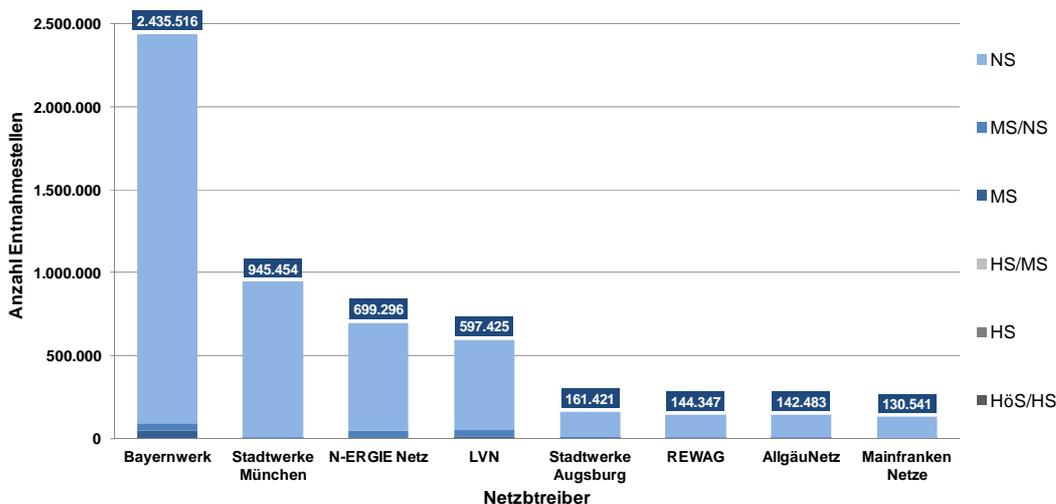


Abbildung 24: Anzahl der Entnahmestellen ausgewählter Verteilnetzbetreiber in Bayern

Quellen: [BayW 2014], [LVN 2014], [N-ERGIE 2014], [SWMn 2014], [AllgN 2014], [REWAG 2014], [MFN 2014], [SWA 2014] Darstellung: IE Leipzig

Wie in Abbildung 25 zu sehen ist, liegen die Arbeitspreise für den Haushaltsstrom in Bayern nicht annähernd so weit auseinander wie in Ostdeutschland. Daher ist es schwer möglich, herauszustellen, wie die Preisunterschiede von ca. 1,7 ct/kWh (Differenz zwischen den Arbeitspreisen von AllgäuNetz und REWAG) zustande kommen.

Ein Zusammenhang zwischen Arbeitspreis und Entnahme pro Netzkilometer kann ebenfalls nicht hergestellt werden (Abbildung 26).

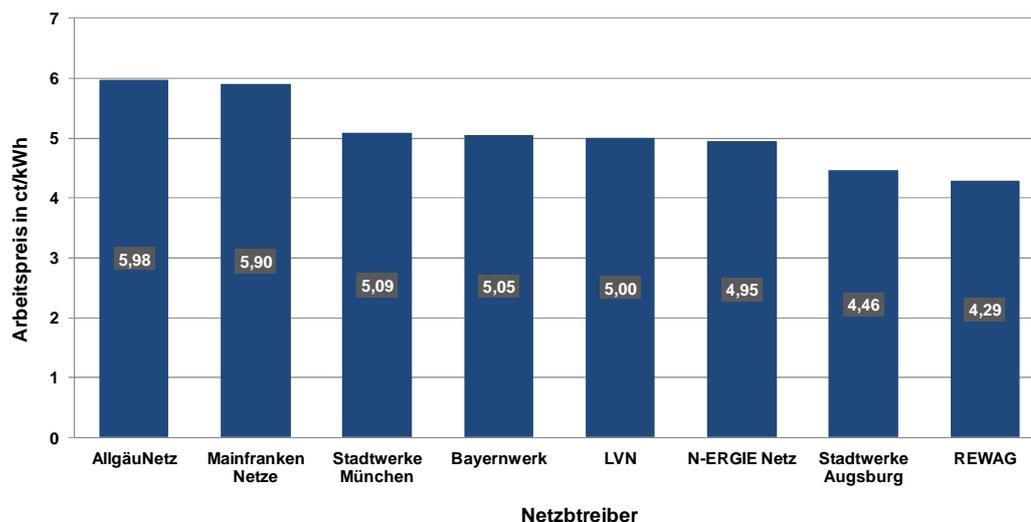


Abbildung 25: Arbeitspreise ausgewählter Verteilnetzbetreiber in Bayern an der Niederspannungsebene

Quellen: [BayW 2014], [LVN 2014], [N-ERGIE 2014], [SWMn 2014], [AllgN 2014], [REWAG 2014], [MFN 2014], [SWA 2014] Darstellung: IE Leipzig

In Abbildung 27 sind die Arbeitspreise dem Anteil der installierten Wind- und Solarleistung an der gesamten im Netzgebiet des jeweiligen Verteilnetzbetreibers installierten Leistung gegenübergestellt. Hintergrund dessen ist, dass die Netzentgelte, wie in Kapitel 4.5 dargestellt, insbesondere davon abhängen, wie hoch der Anteil der dezentralen Einspeisung im jeweiligen Netzgebiet ist und inwieweit vermehrt auf Redispatch-Maßnahmen infolge fluktuierender Einspeisung zurückgegriffen werden muss. Dafür wurden die EEG-Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber TenneT TSO, TransnetBW GmbH und Amprion GmbH entsprechend ausgewertet.

Auch an dieser Stelle lässt sich kein Zusammenhang erkennen; im Gegenteil: Dass AllgäuNetz und Mainfranken Netze mit dem geringsten Anteil fluktuierender Energien weisen die höchsten Arbeitspreise auf und ist damit eher widersprüchlich zu den im vorangegangenen Kapitel 5.1 dargestellten Ergebnissen für ausgewählte Netze in Ostdeutschland.

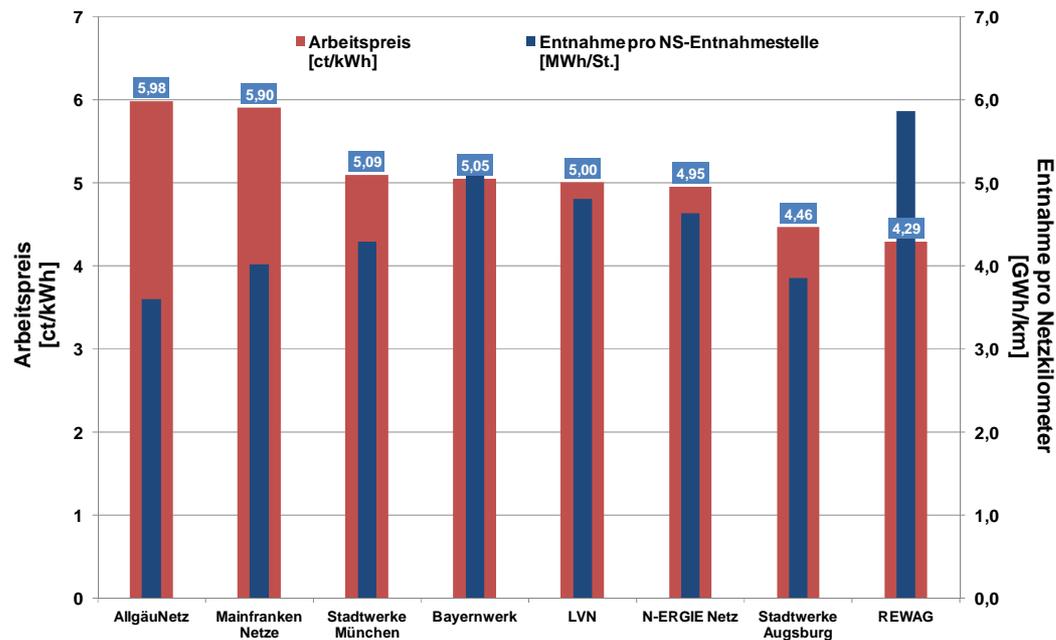


Abbildung 26: Arbeitspreis und Entnahme pro Netzkilometer ausgewählter Verteilnetzbetreiber in Bayern an der Niederspannungsebene

Quellen: [BayW 2014], [LVN 2014], [N-ERGIE 2014], [SWMn 2014], [AllgN 2014], [REWAG 2014], [MFN 2014], [SWA 2014] Berechnung und Darstellung: IE Leipzig

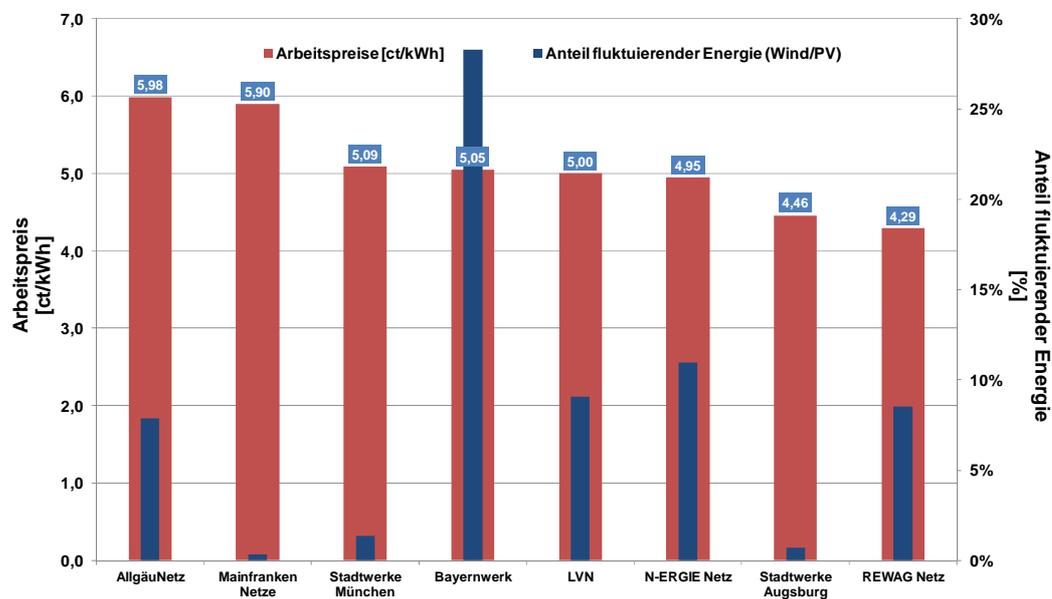


Abbildung 27: Arbeitspreis und Anteil fluktuierender Energie (Wind/PV) ausgewählter Verteilnetzbetreiber in Bayern an der Niederspannungsebene

Quelle: [TenneT 2014], [TransBW 2014], [Amprion 2014] Berechnung und Darstellung: IE Leipzig

5.3 Fazit

Zusammenfassend können die höheren Netzentgelte bei den großen Verteilnetzbetreibern E.DIS und MITNETZ STROM in Ostdeutschland damit erklärt werden, dass diese zum großen Teil ländliche Gebiete abdecken; d.h. Gebiete mit einerseits hoher fluktuierender Stromeinspeisung vor allem aus Windenergie und andererseits geringer Stromentnahme durch private und industrielle Letztverbraucher.

Es wird also dort besonders viel Strom erzeugt, wo besonders wenig verbraucht werden kann. Die Kosten für den Transport des überschüssigen Stroms sowie die Aufrechterhaltung der Stromversorgung (Systemdienstleistungen, Redispatch) entfallen auf den Netzbetreiber, der diese Kosten auf die angeschlossenen Verbraucher in seinem Netzgebiet umlegt. Daher haben die Verbraucher in den Neuen Bundesländern deutlich höhere Entgelte zu zahlen als die im Bundesland Bayern.

Die Preisdifferenzen bei den ausgewählten Versorgern in Bayern lassen sich mit den analysierten Strukturdaten nicht erklären und müssen auf anderen Ursachen beruhen.

Dass die Netzentgelte in weiten Teilen Ostdeutschlands weitaus höher ausfallen als in Bayern ist zudem mit dem demografischen Wandel zu erklären. So ist insbesondere in den Gebieten mit geringer Bevölkerungsdichte, die erwartungsgemäß auch in Zukunft von einer hohen Abwanderungsrate betroffen sein werden, eine sehr hohe Einspeisung durch EEG-Anlagen zu verzeichnen. Somit werden die Kosten der Energiewende in Form von Netzentgelten auf einen sehr geringen Anteil der Bevölkerung umgelegt. Sie werden somit von den Einwohnern in Gebieten mit besonders niedriger Last (v.a. Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern) getragen, während der Großteil der Stromabnehmer – vor allem die aus den alten Bundesländern – von diesen Kosten befreit sind. In Abbildung 28 ist zu sehen, dass insbesondere das Netzgebiet der E.DIS AG und in ebenfalls hohem Maße das von MITNETZ STROM von einer Überspeisung und einer gleichzeitigen Abnahme der Last gekennzeichnet ist. Somit lassen sich auch die besonders hohen Netzentgelte in diesem Gebiet erklären.

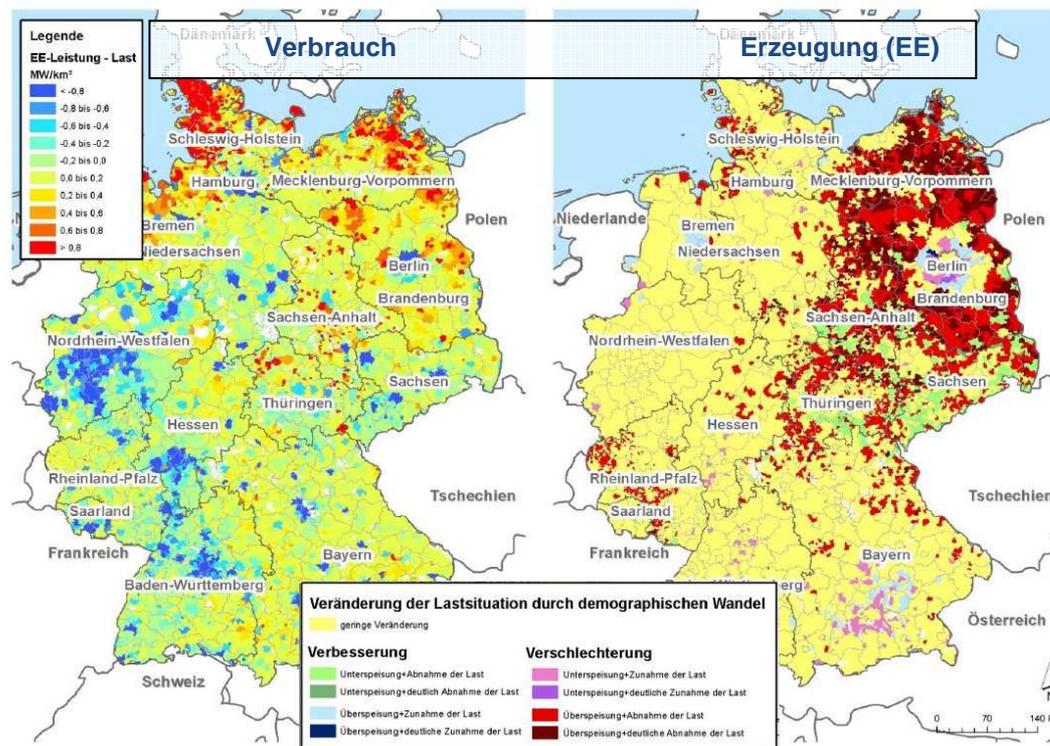


Abbildung 28: *Leistungsbilanz – Veränderung der Lastsituation infolge des demographischen Wandels*
Quelle: [FfE 2013]

Ein weiterer Grund für die höheren Netzentgelte liegt allerdings auch darin begründet, dass die Stromnetze in den alten Bundesländern bereits abgeschrieben sind. Für die Infrastruktur, die nach der Wende im Osten hergestellt wurde, gilt das nicht. Die vor ca. 20 Jahren vorgenommenen Sanierungsarbeiten an den Stromnetzen sind bisher noch nicht abgezahlt [50HzT 2014a].

6 NETZAUSBAUKOSTEN

In den nachfolgenden Kapiteln werden die voraussichtlichen Netzausbaukosten der Übertragungsnetzbetreiber und der zu betrachteten Verteilnetzbetreiber ausgewiesen. Diese dienen als rechnerische Grundlage zur Bestimmung der monetären Auswirkungen auf die Netzentgelte der an die jeweiligen Netzregionen angeschlossenen Kunden.

In Abbildung 29 sind zum besseren Verständnis alle sieben Netzebenen und deren Merkmale veranschaulicht.

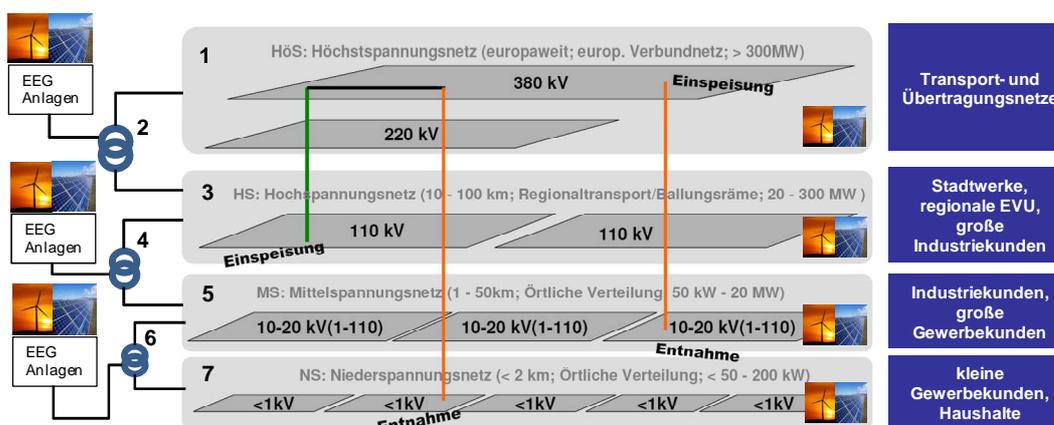


Abbildung 29: Darstellung der Stromnetzebenen in Deutschland
Darstellung: IE-LEipzig

6.1 Übertragungsnetze

Die Netzausbaumaßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) werden im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans der ÜNB detailliert beschrieben. Für das Szenario B 2023 (Ausgangsszenario) wurde ein Netzausbau der Höchstspannungsebene (HöS) von 3.800 km Trassenlänge ermittelt.

Bestehende Trassen sollen weiter ausgebaut werden und zusätzliche Beseilungen bis zum Jahr 2023 vorgenommen werden. Insgesamt soll dies an einer Trassenlänge von rund 4.900 km stattfinden.

Insgesamt sollen so ca. 22 Mrd. Euro bis 2023 an Investitionsaufwendungen aufgebracht werden. Eine genaue Aufteilung der Netzausbaukosten auf die vier ÜNB ist im NEP 2013 nicht angegeben.

In Tabelle 2 ist eine Aufteilung der Netzausbaukosten für alle ÜNB dargestellt. Die Angaben für 50Hertz sind in eigener Recherche ermittelt und später abgestimmt wurden. Auf deren Grundlage und der Angaben der einzelnen Stromnetzlängen der übrigen ÜNB erfolgt eine Aufteilung der Investitionskosten auf die anderen Übertragungsnetzbetreiber.

Tabelle 2: Investitionsaufwendungen der ÜNB für 2015 und 2020
Berechnung und Darstellung: IE-Leipzig

ÜNB	2015	2020
	[Mrd. €]	[Mrd. €]
50Hertz	0,8	2,7
TenneT	1,6	5,4
Amprion	1,6	5,6
Transnet BW	0,5	1,7
Summe	4,4	15,4

6.2 Verteilnetze

Im nachfolgenden Abschnitt werden zunächst Angaben aus bereits vorhandenen Quellen zu Ausbaumaßnahmen in den Verteilnetzebenen für Deutschland gesichtet. Anhand von konkreten Angaben auf den Internetseiten der Verteilnetzbetreiber MITNETZ STROM, EDIS, N-ERGIE und Bayernwerk oder mittels eigener Berechnungen erfolgen Abschätzung zum Netzausbau sowie zur Höhe der Investitionen bis 2020.

6.2.1 Deutschland

Neben den dena-Studien I und II [dena 2005] [dena 2010], die den Ausbaubedarf der Höchstspannungsebenen untersuchten, folgte mit der dena-Verteilnetzstudie eine Untersuchung zum Ausbaubedarf auf der Verteilnetzebene.

Der Ausbau auf der Verteilnetzebene ist vor allem durch den Ausbau und Anschluss von Anlagen erneuerbarer Energien notwendig. Die Tabelle 3 zeigt den zum Ausbau erneuerbarer Energien notwendigen und damit direkt verbundenen Netzausbau auf den Verteilnetzebenen.

Tabelle 3: Netzausbaumaßnahmen und Netzausbaukosten der Verteilnetzebenen in Deutschland.

Quelle: [dena 2012] Darstellung: IE Leipzig

Maßnahme	Netzebenen	Szenario NEP B 2012
		bis 2020
Ausbau in Stromkreis- kilometern [km]	NS	44.746
	MS	42855
	HS	6.173
Modifizierung bestehender Stromkreise [km]	HS	19.208
Zubau an Trafoleistung [MVA]	MS/NS	6.876
	HS/MS	49.655
Investition [Mrd. €]	NS	3
	MS	5,2
	HS	10,2

Die innerhalb der dena-Studie 2013 ermittelten Stromnetzkomponenten Kosten und für die vorliegende Betrachtung verwendeten Parameter zeigt die folgende Übersicht [dena 2012]:

- HS-Ebene:
 - 700.000 € je Abgangsfeld (UW HöS/HS 380/110 kV anteilig VNB)
 - Freileitung-Erweiterung 60.000 € je Kilometer Systemlänge¹²
 - Freileitung-Ersatzneubau (Zweierbündel¹³) 520.000 € je Trassenlänge¹⁴
- MS-Ebene:
 - Umspannwerk mit 3,5 Mio. € mit je einem Trafo zu 31,5 MVA
 - 5 Abgangsfelder mit 100.000 € je UW
 - Kabelneubau mit 80.000 € je Kilometer Trassenlänge
- NS-Ebene
 - Ortsnetzstation mit 40.000 € mit je 0,4 MVA
 - Kabelneubau mit 60.000 € je Kilometer Trassenlänge

¹² Die Systemlänge ist gleich der Stromkreislänge (Gesamtheit der drei Phasen L1+L2+L3) der Kabel und Freileitungen in den Netzebenen NS, MS, HS und HöS (Beispiel: Wenn L1 = 1km, L2 = 1km und L3 = 1km, dann Stromkreislänge = 1km). Bei unterschiedlichen Phasenlängen ist die durchschnittliche Länge in km zu ermitteln. Die Anzahl der pro Phase verwendeten Kabel oder Seile ist für die Stromkreislänge unmaßgeblich. [BNetzA 2008]

¹³ Bündelleiter werden zur Energieübertragung ab 110 kV eingesetzt, um die Leitungsverluste beim Transport des Stromes möglichst gering zu halten. Mehrere Leiterseile können zu Bündeln zusammengefasst werden.

¹⁴ Der Begriff der Trassenlänge wird oft im Zusammenhang mit Freileitungen verwendet. Eine Trasse besteht aus zwei Systemen.

Nachfolgend werden der Netzausbaubedarf von MITNETZ STROM, E.DIS sowie Bayernwerk und N-ERGIE dargestellt und die dafür notwendigen Kosten ermittelt.

6.2.2 MITNETZ STROM

MITNETZ STROM ist Verteilnetzbetreiber in der Regelzone von 50Hertz und betreibt Stromnetze von der 3. Netzebene (Hochspannungsebene) bis zur 7. Netzebene (Niederspannungsebene).

Das Netzgebiet von MITNETZ STROM erstreckt sich auf die Bundesländer Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Sachsen und ist in folgende vier Netzregionen unterteilt: Brandenburg, Sachsen-Anhalt, Süd-Sachsen und West-Sachsen.

Netzausbaukosten der 3. Netzebene (Hochspannungsebene)

- **Neubau von Umspannwerken** (insgesamt 3 Bauvorhaben) [MITNETZ 2014a]
 - Querfurt/Nord: Projekt mit der Nr. P127 lfd. Nr. 10. Geplant ist eine Anlage mit zwei 380/110-kV-Transformatoren zur Aufnahme von EEG-Leistung aus dem untergelagerten 110-kV-Netz in Sachsen-Anhalt.
 - Jessen/Nord: Projekt mit der Nr. P127 lfd. Nr. 5. Geplant ist eine Anlage mit drei 380/110-kV-Transformatoren zur Aufnahme von EEG-Leistung aus dem untergelagerten 110-kV-Netz in Sachsen-Anhalt.
 - Großräschen/Nord: Projekt mit der Nr. P127 lfd. Nr. 24. Geplant ist eine neue Anlage mit zwei 380/110-kV-Transformatoren zur Aufnahme von EEG-Leistung aus dem untergelagerten 110-kV-Netz in Brandenburg.

Hierbei handelt es sich aber hauptsächlich um Investitionen von 50Hertz, die auf der Umspannebene von der HöS zur HS anfallen.

Laut Aussage von MITNETZ STROM fallen für die Neubaumaßnahmen der Umspannwerke von 50Hertz auch Kosten für die Verteilnetzbetreiber an [MITNETZ 2014a].

Die Kosten betragen für die Abgangsfelder (Sammelschiene anteilig, Kupplungsfeld, Leitungsfeld, Sekundärtechnik, Grund und Boden) 700.000. € [dena 2012] bei einer Einwohnerdichte von höchstens 500 Einwohnern je Quadratkilometer.

Bei der Kostenermittlung wird wie folgt vorgegangen:

- Es wird von einem vereinfachten Kostenansatz für die geplanten Neubaumaßnahmen der Umspannwerke (UW) ausgegangen. In der Realität können die einzelnen Baumaßnahmen und die Kosten der UW im Einzelnen variieren, da es auf örtliche Gegebenheiten ankommt.
- Für die Neubaumaßnahmen der UW wird angenommen, dass je zehn Abgangsfelder durch MITNETZ errichtet werden.
- Der Neubau von Umspannwerken bis 2020 würde demnach Investitionsaufwendungen von rund 21 Mio. Euro entsprechen. Insgesamt werden somit 30 neue Abgangsfelder errichtet.

- **Erweiterungsmaßnahmen von bestehenden Umspannwerken** (insgesamt vier Bauvorhaben) [MITNETZ 2014a]:
 - Klostermansfeld - Marke - Ragow: Projekt mit der Nr. P127 lfd. Nr. 14 - Bestandsanlagen. Fällt unter 17 neue 380/110-kV-Transformatoren in bestehenden UW in der Regelzone von 50Hertz. Es werden neue Transformatoren notwendig, um die Aufnahme von EEG-Leistung aus den untergelagerten 110-kV-Netzen zu gewährleisten. Es ist nicht genau angegeben, wie viele Transformatoren nachgerüstet werden sollen.
 - Pulgar: Projekt mit der Nr. P63 „Ausbau der 380/110-kV-Transformation in der Schaltanlage Pulgar“ [NEP 2013]. Es ist die Inbetriebnahme eines zusätzlichen Transformators geplant.

Hierbei handelt es sich ebenfalls um Hauptinvestitionen bei 50Hertz. Die benötigten Abgangsfelder für UW-Erweiterungen werden vom zuständigen VNB getragen.

Nach Rücksprache mit MITNETZ kann für jede UW-Erweiterungsmaßnahme von einer bestimmten Anzahl notwendiger Abgangsfelder ausgegangen werden. Es sei an dieser Stelle aber nochmals darauf hingewiesen, dass die einzelnen Annahmen zu Kosten in der Realität abweichen können. Jedes Bauvorhaben ist aufgrund von örtlichen Gegebenheiten kostentechnisch separat zu betrachten. Für den übergeordneten Charakter der Studie ist ein solcher Ansatz jedoch ausreichend.

Als Kosten je Abgangsfeld werden ebenfalls mit 700.000 € [dena 2012] angesetzt. Es wird wie folgt vorgegangen:

- Für die Erweiterungsmaßnahmen der UW wird angenommen, dass je fünf Abgangsfelder zusätzlich zu den bereits bestehenden neu gebaut werden.
 - Somit würden für die Erweiterungsmaßnahmen der UW bis 2020 Investitionsaufwendungen in Höhe von rund 14 Mio. Euro entfallen.
- Zusätzlich ist der **Neubau von 110-kV-Stromleitungen** mit einer Trassenlänge von 120 km geplant [MITNETZ 2013].
 - Für die Berechnung wird von Investitionsaufwendungen in Höhe von 520.000 Euro je Kilometer¹⁵ Trassenlänge [dena 2012] und somit von insgesamt 62,4 Mio. Euro bis 2020 ausgegangen.
 - An vorhandene Stromleitungen werden **Verstärkungsmaßnahmen** mit einer Systemlänge von ca. 440 und einer Trassenlänge von 200 km geplant [MITNETZ 2013].
 - Für die Berechnung wird von Kosten in Höhe von 60.000 Euro je Kilometer [dena 2012] Systemlänge und somit von insgesamt 26,4 Mio. Euro bis 2020 ausgegangen.

Insgesamt kann für Investitionsaufwendungen in der 3. Netzebene bis 2020 mit 123,8 Mio. Euro gerechnet werden.

¹⁵ Ersatzneubau im Zweierbündel für die Gewährleistung einer hohen Übertragungskapazität.

Netzausbaukosten der 4. bis 7. Netzebenen (Umspannebene Hochspannung/Mittelspannung bis Niederspannung)

Der zukünftige Ausbau der Verteilnetzebenen ist hauptsächlich auf den weiteren EE-Anlagen-Ausbau zurückzuführen. Eine Auswertung der EEG-Anlagenstammdaten von MITNETZ zeigt folgende bisher installierte Leistung in den Netzebenen (siehe Tabelle 4).

Tabelle 4: Installierte Leistung von Biomasse, Photovoltaik und Windenergie nach Spannungsebenen MITNETZ STROM zum 31.12.2013

Quelle: [50HzT 2014] Darstellung: IE-Leipzig

Netzebene	Biomasse	Solar	Wind
	[MW]	[MW]	[MW]
3. HS	57	841	1.967
4. HS/MS	0	7	196
5. MS	225	1.272	1.611
6. MS/NS	2	44	0
7. NS	4	335	0
Summe	287	2.498	3.773

In [NAP 2013] der Übertragungsnetzbetreiber ist für die Regelzone von 50Hertz eine EEG-Prognose bis zum Jahr 2023 angegeben. Bis 2023 sollen insgesamt 9,43 GW an Wind-, 3,48 GW an Solar- und 0,48 GW an Biomasse-Leistung installiert sein.

Zum 31.12.2013 sind 3,77 GW Wind-, 2,50 GW Solar- und 0,29 GW Biomasse-Leistung an das Stromnetz von MITNETZ angeschlossen. Die prognostizierte Gesamt-Anlagenleistung würde also gegenüber dem Bestand um den Faktor 1,4 bis 2,5 ansteigen.

In der dena-Verteilnetzstudie [dena 2012] wird ebenfalls ein Ausbauszenario der drei EE-Technologien zur Prognose des Netzausbaus auf Verteilnetzebene zu Grunde gelegt. Gemessen am deutschlandweiten Ausbau bis 2020 entspricht der Zubau im MITNETZ-Gebiet bei Windkraftanlagen 30,3 %, bei Photovoltaikanlagen 4,1 % und bei Biomasseanlagen 7,1 %.

Es kann damit festgehalten werden, dass der prognostizierte Zubau von Windkraftanlagen bei MITNETZ fast ein Drittel des Gesamtzubaus von Onshore-Windkraftanlagen in Deutschland ausmachen würde.

Mit den Angaben zum Stromnetzausbau aus der dena-Verteilnetzstudie (siehe Tabelle 3), dem prognostizierten und gleichmäßig verteilten Zubau von neuen EE-Anlagen (Wind, Solar und Biomasse) aus [NAP 2013] sowie dessen Anteil am prognostizierten Zubau wurde der Ausbau der Stromnetze der Netzebenen 3, 5 und 7 ermittelt; ebenso der Ausbaubedarf der Umspannebenen 4 und 6.

Es ergeben sich die in Tabelle 5 dargestellten Investitionsaufwendungen bis zum Jahr 2020. Die größten Investitionen bis 2020 werden voraussichtlich mit 367 Mio. Euro im Mittelspannungsnetz erfolgen. Hier sind es vor allem Wind- und PV-Anlagen, die an das vorhandene Stromnetz angeschlossen werden. Bei den Investitionen handelt es sich um Verstärkungs- und Neubaumaßnahmen.

Tabelle 5: Netzausbaubedarf und Investitionen bei MITNETZ STROM bis 2020
Quelle: [NAP 2013] [dena 2012] Berechnung und Darstellung: IE Leipzig

Netzebene	MITNETZ STROM		
	Netzlänge	Installierte Leistung	Investitionen bis 2020
	[km]	[MVA]	[Mio. €]
1. HöS	n.v.	-	-
2. HöS/HoS	-	n.v.	-
3. HS	646	-	124
4. HS/MS	-	701	89
5. MS	9.178	-	367
6. MS/NS	-	12	1
7. NS	2.153	-	65
Summe	11.978	713	646

6.2.3 E.DIS AG

In der Regelzone von 50Hertz betreibt die E.DIS AG von der Hochspannungsebene (3. Ebene – HS) bis zur Niederspannungsebene (7. Ebene – NS) Stromnetze, die in Teilen Brandenburgs und Mecklenburg-Vorpommerns liegen. Die E.DIS AG ist in folgende drei Regionalbereiche unterteilt: Mecklenburg-Vorpommern, West-Brandenburg und Ost-Brandenburg.

Netzausbaukosten der 3. Netzebene (Hochspannungsebene)

Im Netzausbauplan der 110-kV-Flächennetzbetreiber in der Regelzone von 50Hertz [NAP 2013] sind Angaben zum Netzausbaubedarf bis 2023 für die E.DIS AG enthalten. Diese unterteilen sich zunächst in Neubau- und Erweiterungsmaßnahmen von Übergabe-Umspannwerken 380/110 kV (UW) der HöS zur HS, in Leitungsneubauten und Leitungsverstärkungen der 110-kV-Leitungsnetze.

Die E.DIS AG betreibt derzeit keine eigenen UW des 380/110-kV-Typs. Eine Einschätzung des notwendigen Ausbaus bzw. Neubaus von UW seitens der VNB ist durch den jeweiligen ÜNB im Zuge der Fortschreibung des Netzentwicklungsplans vorgesehen [NAP 2013].

Im [NAP 2013] der VNB wird die Anzahl der Neubau- und Erweiterungsmaßnahmen sowie bei Leitungsneubau und Leitungsverstärkungsmaßnahmen in Gesamtkilometer angegeben. Im [NEP 2013] der ÜNB sind die Bauvorhaben der UW enthalten. Nachfolgend werden alle im [NAP 2013] enthaltenen sowie im [NEP 2013] näher beschriebenen Bauvorhaben aufgelistet und deren voraussichtlichen Kosten angegeben.

Für den Neubau von Umspannwerken wird unterstellt, dass der VNB die Kosten für die Abgangsfelder¹⁶ zu tragen hat. Je Neubaumaßnahme wird von einem vereinfachten Kostenansatz ausgegangen. Für die Neubaumaßnahmen wird von je 10 Abgangsfeldern, die neu zu errichten sind, ausgegangen. Dies betrifft folgenden Projekte [NEP 2013]

- **Neubau von Umspannwerken** (insgesamt 9 Bauvorhaben)
 - Gransee: Projekt mit der Nr. P127 lfd. Nr. 07. Geplant ist eine Anlage mit zwei 380/110-kV-Transformatoren zur Aufnahme von EEG-Leistung aus dem untergelagertem 110-kV-Netz in Brandenburg. Die geplante Inbetriebnahme ist für 2017 vorgesehen.
 - Putlitz: Projekt mit der Nr. P127 lfd. Nr. 04. Geplant ist eine Anlage mit einem 380/110-kV-Transformatoren zur Aufnahme von EEG-Leistung aus dem untergelagertem 110-kV-Netz in Brandenburg. Das geplante Inbetriebnahmejahr ist ebenfalls für 2017 vorgesehen.
 - Heinersdorf: Projekt mit der Nr. P127 lfd. Nr. 06. Geplant ist eine Anlage mit einem 380/110-kV-Transformatoren zur Aufnahme von EEG-Leistung aus dem untergelagertem 110-kV-Netz in Brandenburg. Das geplante Inbetriebnahmejahr ist ebenfalls für 2017 vorgesehen.
 - Lubmin: Projekt mit der Nr. P127 lfd. Nr. 13. Geplant ist eine Anlage mit einem 380/110-kV-Transformatoren. Dies ist ein neuer 380/110-kV-Netzverknüpfungspunkt zum 110-kV-Netz in Mecklenburg-Vorpommern. Das geplante Inbetriebnahmejahr ist ebenfalls für 2015 vorgesehen.
 - Beetzsee Nord: Projekt mit der Nr. P127 lfd. Nr. 11. Geplant ist eine Anlage mit zwei 380/110-kV-Transformatoren zur Aufnahme von EEG-Leistung aus dem untergelagertem 110-kV-Netz in Brandenburg. Das geplante Inbetriebnahmejahr ist ebenfalls für 2017 vorgesehen.
 - Schönewalde: Projekt mit der Nr. P127 lfd. Nr. 25. Geplant ist eine Anlage mit zwei 380/110-kV-Transformatoren. Dies ist ein neuer 380/110-kV-Netzverknüpfungspunkt zum 110-kV-Netz in Brandenburg. Das geplante Inbetriebnahmejahr ist ebenfalls für 2015 vorgesehen.
 - Altentreptow Süd: Geplant ist eine Anlage mit zwei 380/110-kV-Transformatoren zur Aufnahme von EEG-Leistung aus dem untergelagertem 110-kV-Netz in Mecklenburg-Vorpommern. Das geplante Inbetriebnahmejahr ist für 2023 vorgesehen.

¹⁶ Abgangsfelder ist ein Typ von Schalfeldern. An diesem sind mehrere Stromleitungen angeschlossen. Abgangsfelder gehören zu Schaltanlagen in Umspannwerken.

- Grüntal-Finow: Geplant ist eine Anlage mit einem 380/110-kV-Transformatoren zur Aufnahme von EEG-Leistung aus dem untergelagertem 110-kV-Netz in Brandenburg. Das geplante Inbetriebnahmejahr ist für 2023 vorgesehen.
- Seddin: Geplant ist eine Anlage mit einem 380/110-kV-Transformatoren zur Aufnahme von EEG-Leistung aus dem untergelagertem 110-kV-Netz in Brandenburg. Das geplante Inbetriebnahmejahr ist für 2023 vorgesehen.

Der Neubau von Umspannwerken bis 2020 würde demnach Investitionsaufwendungen in Höhe von 42 Mio. Euro¹⁷ entsprechen. Insgesamt werden sechs der geplanten neun Vorhaben bis 2020 Kosten verursachen.

- **Erweiterungsmaßnahmen von bestehenden Umspannwerken** (insgesamt 7 Bauvorhaben)
 - Siedenbrünzow: Projekt mit der Nr. 62 [NEP 2013] geplant sind zwei 380/110-kV-Transformatoren mit je 300 MVA. Die geplante Inbetriebnahme ist für dieses Jahr 2014 vorgesehen.
 - Perleberg: (gem. Nutzung mit WEMAG Netz) Projekt mit der Nr. 50HzT-023 [NEP 2013] geplant sind ebenfalls zwei 380/110-kV-Transformatoren mit je 300 MVA. Der Inbetriebnahmezeitraum ist 2013 bis 2014.
 - Güstrow: im Projekt mit der Nr. P34 wird nicht genau beschrieben welche Anzahl an Transformatoren hinzu kommt [NEP 2013]. Es wird davon ausgegangen, dass analog zu den bisherigen Erweiterungsmaßnahmen zwei 380/110-kV-Transformatoren mit je 300 MVA zugebaut werden. Das Inbetriebnahmejahr ist 2023.
 - Vierraden: Projekt mit der Nr. P128 Phasenschiebertransformatoren. Als Inbetriebnahmezeitraum wird 2016 bis 2023 angestrebt.
 - Wustermark: Projekt mit der Nr. 50HzT-007 [NEP 2013]. Beim Ausbau der bestehenden Anlage UW Wustermark sind folgende Maßnahmen angegeben (Inbetriebnahmejahr 2023):
 - Zwei 380-kV-Schaltfelder Leitung (1 x Henningsdorf, 1 x Neuenhagen)
 - Ein 380-kV-Schaltfeld 380/220-kV-Transformator
 - Ein 220-kV-Schaltfeld 380/220-kV-Transformator
 - Ein 380/220-kV-Transformator 400 MVA inklusive Transformatorfundament
 - Bentwisch: Eine genaue Beschreibung der Erweiterungsmaßnahmen am UW Bentwisch ist in [NEP 2013] nicht enthalten. Das UW wird jedoch in P64 erwähnt und dient zur Einspeisung des Offshore-Windstroms aus in der Ostsee befindlichen OWP. Netzausbaumaßnahmen die im Zusammenhang mit OWP stehen werden aber bereits deutschlandweit auf alle Stromkunden umgelegt. Als Inbetriebnahmejahr wird 2023 angesehen.

¹⁷ 10 Abgangsfelder je 6 Neubaumaßnahmen zu Kosten von 700 Tsd. € je Abgangsfeld

- Pasewalk: Projekt mit der Nr. P127 lfd. Nr. 09 [NEP 2013]. Es sind drei neue Anlage mit 3x380/110-kV- (temporär 220/110-kV-) Transformatoren geplant. Die Inbetriebnahme ist für 2022 geplant.

Als Kosten der Erweiterungsmaßnahmen von bestehenden Umspannwerken von 380/110 kV fallen Investitionsaufwendungen für die Abgangsfelder beim VNB an.

- Es wird ebenfalls von einem vereinfachten Ansatz der Kostenbestimmung ausgegangen, in dem vorausgesetzt wird, dass je Maßnahme 5 Abgangsfelder errichtet werden müssen.
- Dies verursacht bis 2020 vorrausichtlich Kosten in Höhe von 10,5 Mio. Euro¹⁸.
- Zusätzlich geht E.DIS auch von erforderlichem **Neubau- und Verstärkungsmaßnahmen** der Stromleitungen aus. Im [NAP 2013] sind folgende Maßnahmen aufgeführt:
 - Neubau von Stromleitungen 110 kV mit einer Systemlänge von 431 und einer Trassenlänge¹⁹ von 203 km [NAP 2013].
 - Für die Berechnung wird von Investitionsaufwendungen in Höhe von 520 Tsd. Euro je Kilometer²⁰ Trassenlänge [dena 2012] und somit von insgesamt 105,56 Mio. Euro bis 2020 ausgegangen.
 - Leitungsverstärkungsmaßnahmen mit einer Systemlänge von 1.540 und einer Trassenlänge²¹ von 770 km
 - Für die Berechnung wird von Kosten in Höhe von 60 Tsd. Euro je Kilometer [dena 2012] Systemlänge und somit von insgesamt 92,4 Mio. Euro bis 2020 ausgegangen.

Insgesamt sind rund 197,96 Mio. Euro an Investitionsaufwendungen in der 3. Netzebene bis 2020 geplant.

Netzausbaukosten der 4. bis 7. Netzebenen

(Umspannebene Hochspannung/Mittelspannung bis Niederspannung)

Das Vorgehen zur Bestimmung der Netzausbaumaßnahmen von E.DIS orientiert sich am Vorgehen von MITNETZ. Eine Analyse der installierten Leistung von EE-Anlagen zeigen die in Tabelle 6 dargestellten Werte.

In der EEG-Prognose bis 2023 [NAP 2013] sollen insgesamt 12,07 GW an Wind-, 3,76 GW an Solar- und 0,95 GW an Biomasse-Leistung installiert sein.

¹⁸ 5 notwendige Abgangsfelder je Erweiterungsmaßnahme zu 700 Tsd. Euro. Insgesamt fallen bis 2020 drei der sieben Maßnahmen an.

¹⁹ In [NAP 2013] sind Angaben zu Systemlängen und Trassenlängen von 2013 bis 2023 angegeben. Es wurde ein über die Jahre gleichmäßiger Netzausbau vorausgesetzt um Werte für 2020 zu erhalten.

²⁰ Ersatzneubau im Zweierbündel für die Gewährleistung einer hohen Übertragungskapazität.

²¹ In [NAP 2013] sind Angaben zu Systemlängen und Trassenlängen von 2013 bis 2023 angegeben. Es wurde ein über die Jahre gleichmäßiger Netzausbau vorausgesetzt um Werte für 2020 zu erhalten.

Zum 31.12.2013 sind 3,97 GW Wind-, 1,79 GW Solar- und 0,46 GW Biomasse-Leistung an das Stromnetz von MITNETZ angeschlossen. Die prognostizierte Gesamtanlagenleistung würde also um den Faktor 2,1 bis 3 steigen.

Tabelle 6: Installierte Leistung von Biomasse, Solar und Wind nach Spannungsebenen E.DIS zum 31.12.2013

Quelle: [50HzT 2014] Darstellung: IE-Leipzig

Netzebene	Biomasse	Solar	Wind
	[MW]	[MW]	[MW]
3. HS	42	583	2.438
4. HS/MS	58	32	619
5. MS	345	812	912
6. MS/NS	8	9	3
7. NS	6	350	1
Summe	459	1.785	3.973

In der dena-Verteilnetzstudie wird ebenfalls ein Ausbauszenario der drei EE-Technologien zur Prognose des Netzausbaus auf Verteilnetzebene zugrundegelegt. Gemessen am deutschlandweitem Ausbau bis 2020 entspricht der Zubau im MITNETZ-Netzgebiet bei Windkraftanlagen 43,3 %, bei Solaranlagen 8,3 % und Biomasseanlagen 17,9 % [dena 2012].

Es kann damit festgehalten werden, dass der prognostizierte Zubau von Windkraftanlagen bei MITNETZ STROM und E.DIS zusammen fast drei Viertel (73,6 %) des Gesamtzubaus von Onshore-Windkraftanlagen in Deutschland bis 2020 ausmachen würde.

Mit den Angaben zum Stromnetzausbau aus der dena-Verteilnetzstudie (siehe Tabelle 3) dem prognostizierten und gleichmäßig verteiltem Zubau von neuen EE-Anlagen (Wind, Photovoltaik und Biomasse) aus [NAP 2013] sowie dessen Anteil am prognostizierten Zubau aus [dena 2012] wird der Ausbau der Stromnetze der Netzebenen 3, 5 und 7 ermittelt; ebenso der Ausbaubedarf der Umspannebenen 4 und 6.

Es ergeben sich die in Tabelle 7 dargestellten Investitionsaufwendungen bis 2020. Die höchsten Investitionsaufwendungen werden aller Voraussicht nach mit 495 und 497 Mio. Euro in der Umspannebene HS/MS und Mittelspannungsebene des Netzbetreibers erfolgen. Hier sind es vor allem Windkraftanlagen, die an das vorhandene Stromnetz angeschlossen werden müssen. Bei den Investitionen handelt es sich um Verstärkungs- und Neubaumaßnahmen.

Tabelle 7: Netzausbaubedarf und Investitionen der Netzebenen E.DIS bis 2020
 Quelle: [NAP 2013] [dena 2012] Berechnung und Darstellung: IE Leipzig

Netzebene	E.DIS AG		
	Netzlänge	Installierte Leistung	Investitionen bis 2020
	[km]	[MVA]	[Mio. €]
1. HöS	n.v.	-	-
2. HöS/HoS	-	n.v.	-
3. HS	1.971	-	198
4. HS/MS	-	3.898	495
5. MS	12.431	-	497
6. MS/NS	-	72	7
7. NS	4.353	-	131
Summe	18.755	3.971	1.328

6.2.4 N-ERGIE

Das Stromnetz von N-ERGIE ist sowohl mit dem ÜNB TenneT wie auch mit TransnetBW verknüpft. Das Netz ist rund 26.000 km lang und erstreckt sich über Mittelfranken (einschließlich Nürnberg), Unterfranken, Oberbayern, Teile von Schwaben, der Oberpfalz und Randbereiche von Baden-Württemberg.

Im Auftrag des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie wird zurzeit eine „Verteilnetzstudie Bayern 2013 – Ausbaubedarf bis 2021 Basisszenario“ [StMWIVT 2013] durch die Universität München erstellt. Der Zwischenbericht ist im Internet veröffentlicht. Dieser weist jedoch noch keine Ergebnisse zum Netzausbaubedarf sowie zu zukünftigen Netzausbaukosten der bayerischen Verteilnetze aus.

Ergebnisse der „Verteilnetzstudie Bayern 2013“ liegen dem Ministerium schon vor, nur ist das Datum der Veröffentlichung noch nicht bekannt. Ziel dieser Studie war es, den Netzausbau der Verteilnetze (von der HS- bis zur NS-Ebene) aufgrund von prognostizierten Erzeugungsleistungen von Anlagen erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2021 zu bestimmen. Dabei wurden notwendige Maßnahmen zur Netzoptimierung und -verstärkung sowie zum Netzneubau berücksichtigt. Zusätzlich wurden die Kosten dieser Maßnahmen für die einzelnen Netzebenen bestimmt [StMWIVT 2014].

Netzausbaukosten der 3. Netzebene (Hochspannungsebene)

Auf der Internetseite des Verteilnetzbetreibers werden folgende **Netzausbauprojekte** beschrieben:

- Umspannanlage Wiener Straße in Nürnberg
 - Neubau einer HS/MS-Umspannanlage
 - Der Anschluss erfolgt mit einer 1 km langen 110-kV-Freileitung
 - Inbetriebnahme: Juli 2013
- Kabelverbindung Bauhof-Wöhrder Tor in Nürnberg
 - Neubau der Kabelverbindung zwischen zwei bestehenden Umspannanlagen
 - Erweiterung einer bestehenden Umspannanlage
 - Inbetriebnahme: Januar 2013
- Wassertrüdingen-Eßlingen
 - Neubau einer 110-kV-Leitung zwischen den Umspannanlagen Wassertrüdingen und Eßlingen
 - Einbindung zusätzlicher Umspannanlagen
 - Bis Mitte 2014 ist die Erstellung der Raumordnungsunterlagen vorgesehen.
- Anbindung Zirndorf
 - Die bestehende 110-kV-Leitung zur Anbindung der Umspannanlage Zirndorf wird erneuert
 - Hierfür sind zwei Möglichkeiten vorgesehen: Ersatzneubau an vorhandener Trasse oder Anbindung an eine bestehende 110-kV-Leitung.
 - Die Inbetriebnahme ist für die nächsten Jahre vorgesehen.

Aus den Angaben im Internet zu Netzausbauplanungen konnten zwei Vorhaben als zukünftige Planungen identifiziert werden. Zum einen Wassertrüdingen-Eßlingen und zum anderen die Anbindung der Umspannanlage Zirndorf. Die anderen Projekte müssten demnach schon seit letztem Jahr in Betrieb sein.

Bei den Angaben auf der Website des VNB fehlen jedoch konkrete Angaben zu Länge und Ausbauleistung, so dass eine Kostenabschätzung auf Grundlage dieser Angaben durchzuführen ist. Weitergehende Informationen vom Verteilnetzbetreiber standen nicht zur Verfügung.

Netzausbaukosten der 4. bis 7. Netzebenen (Umspannebene Hochspannung/Mittelspannung bis Niederspannung)

Im Gegensatz zu MITNETZ STROM und E.DIS kann auf keine Netzausbauplanung ähnlich [NAP 2013] bzw. auf eine Einspeiseprognose von EE-Anlagen explizit für den bayerischen Verteilnetzbetreiber aufgebaut werden. Zur Ermittlung der bisherigen installierten Leistung in den einzelnen Netzebenen von Biomasse, Solar und Wind wurden die Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber TenneT und TransnetBW analysiert. In Tabelle 8 ist die Leistung dieser Anlagen im Netzgebiet von N-ERGIE dargestellt.

Tabelle 8: Installierte Leistung von Biomasse, Solar und Wind nach Spannungsebenen N-ERGIE zum 31.12.2012

Quelle: [N-ERGIE 2013] Darstellung: IE-Leipzig

Netzebene	Biomasse	Solar	Wind
	[MW]	[MW]	[MW]
3. HS	0	0	0
4. HS/MS	0	21	36
5. MS	70	323	238
6. MS/NS	18	60	0
7. NS	55	610	0
Summe	143	1.014	274

Im Rahmen der dena-Verteilnetzstudie ist der Ausbaupfad für erneuerbare Energien des Szenarios NEP 2012 bis 2020 veranschaulicht. Wird von gleichen Zubauraten für erneuerbare Energien im Netzgebiet von N-ERGIE ausgegangen, so würden sich folgende installierte Leistungen bis 2020 ergeben:

- Wind: ~ 389 MW
- Solar: ~ 1.547 MW
- Biomasse: ~ 189 MW

Mit den Angaben zum Stromnetzausbau aus der dena-VNS (siehe Tabelle 3), dem prognostizierten und gleichmäßig verteilten Zubau von neuen EE-Anlagen bis 2020 (Wind, Solar und Biomasse) aus den Zubauraten der dena-VNS sowie dessen Anteil am prognostizierten Zubau der dena-VNS wird der Ausbau der Stromnetze der Netzebenen 3, 5 und 7 ermittelt, ebenso der Ausbaubedarf der Umspannebenen 4 und 6 bestimmt.

Es ergeben sich die in Tabelle 9 dargestellten Investitionsaufwendungen bis 2020. Im Verhältnis zum Netzausbau von MITNETZ STROM und EDIS ist der prognostizierte Investitionsaufwand bei N-ERGIE geringer. Die höchsten Investitionsaufwendungen mit 59 Mio. Euro sind vor allem in der Niederspannungsebene durch den Anschluss von neuen PV-Anlagen zu erwarten.

Tabelle 9: Netzausbaubedarf und Investitionen der Netzebenen N-ERGIE bis 2020

Quelle: [dena 2012] [N-ERGIE 2013] Berechnung und Darstellung: IE Leipzig

Netzebene	N-ERGIE		
	Netzlänge	Installierte Leistung	Investitionen bis 2020
	[km]	[MVA]	[Mio. €]
1. HöS	n.v.	-	-
2. HöS/HS	-	n.v.	-
3. HS	0	-	0
4. HS/MS	-	44	6
5. MS	700	-	28
6. MS/NS	-	27	3
7. NS	1.979	-	59
Summe	2.679	71	96

6.2.5 Bayernwerk

Die Bayernwerk AG ist der größte regionale Netzbetreiber in Bayern. Die Länge des Stromnetzes beträgt ca. 180.000 km. Die erzeugte Energie aus erneuerbaren Energien im Netzgebiet des Bayernwerk liegt bei fast 50 % und geht auf einen Vielzahl von PV-Anlagen zurück, die hauptsächlich am Niederspannungsnetz angeschlossen sind (siehe hierzu Tabelle 10).

Das Bayernwerk ist an das Übertragungsnetz von TenneT angeschlossen und reicht hauptsächlich von der MS-Ebene bis zur NS-Ebene. Das HS-Netz ist im Verhältnis zu den anderen Netzebenen eher klein.

Die entnommene Jahresarbeit auf der HS-Ebene ist bei den Netzstrukturdaten des Netzbetreibers nicht angegeben sondern beginnt mit der HS/MS-Ebene. In der HS-Ebene sind jedoch insgesamt 283 Entnahmestellen verzeichnet.

Das Bayernwerk hat ebenfalls wie auch N-ERGIE an der Verteilnetzstudie Bayern 2013 mitgewirkt. Diesbezüglich wird zum Netzausbau bis 2020 und Investitionsaufwendungen auch auf diese Studie verwiesen, deren Veröffentlichung jedoch noch aussteht.

Netzausbaukosten der 3. Netzebene (Hochspannungsebene)

Auf den Internetseiten des Netzbetreibers gibt es einen Verweis, dass bis Ende des Jahres (das genaue Jahr wird nicht explizit genannt) 13 neue Umspannwerke notwendig sind. Als Grund wird der notwendige Transport des überschüssigen PV-Stroms aus dem MS-Netz angegeben, der in die HS-Ebene transportiert werden muss. 2012 wurden wohl für den EEG-bedingten Netzausbau 90 Mio. Euro investiert. Eine Angabe für die darauffolgenden Jahre wird an dieser Stelle nicht gemacht [Bayernwerk 2014].

Netzausbaukosten der 4. bis 7. Netzebenen (Umspannebene Hochspannung/Mittelspannung bis Niederspannung)

Ein Anhaltspunkt wie sich der zukünftige EEG-bedingte Netzausbau gestalten könnte liefert die Auswertung der an die verschiedenen Netzebenen angeschlossenen Anlagenleistung von Biomasse-, Solar- und Windanlagen. Hierzu wurden die Anlagenstammdaten von TenneT bezüglich der an das Netz des Bayernwerkes angeschlossener EE-Anlagen ausgewertet (siehe hierzu Tabelle 10).

Tabelle 10: Installierte Leistung von Biomasse, Solar und Wind nach Spannungsebenen Bayernwerk zum 31.12.2012

Quelle: [TenneT 2014] Darstellung: IE-Leipzig

Netzebene	Biomasse	Solar	Wind
	[MW]	[MW]	[MW]
3. HS	0	0	0
4. HS/MS	14	166	60
5. MS	324	998	250
6. MS/NS	62	307	1
7. NS	103	3.373	3
Summe	503	4.845	313

Als Ausbauprognose der EE-Anlagen im Netzgebiet bis 2020 werden die gleichen Zubauraten wie die der dena-Verteilnetzstudie für das Szenario NEP 2012 bis 2020 angenommen. Bis 2020 könnte sich die installierte Leistung der drei Energieträger wie folgt erhöhen:

- Wind: ~ 445 MW
- Solar: ~ 7.395 MW
- Biomasse: ~ 665 MW

Mit den Angaben zum Stromnetzausbau aus der dena-VNS (siehe Tabelle 3), dem prognostizierten und gleichmäßig verteiltem Zubau von neuen EE-Anlagen bis 2020 im Netzgebiet (Wind, Solar und Biomasse) aus den Zubauraten der dena-VNS sowie dessen Anteil am prognostizierten Zubau der dena-VNS wird der Ausbau der Stromnetze der Netzebenen 3, 5 und 7 ermittelt, ebenso der Ausbaubedarf der Umspannebenen 4 und 6 bestimmt

Es ergeben sich die in Tabelle 11 dargestellten Investitionsaufwendungen bis 2020. Ähnlich wie im Netzgebiet von N-ERGIE finden die höchsten Investitionen in der Niederspannungsebene statt. Insgesamt könnten 252 Mio. Euro investiert werden. Dies ist ebenfalls vor allem auf neue PV-Anlagen zurückzuführen.

Tabelle 11: Netzausbaubedarf und Investitionen der Netzebenen Bayernwerk bis 2020

Quelle: [dena 2012] [TenneT 2014] Berechnung und Darstellung: IE Leipzig

Netzebene	Bayernwerk		
	Netzlänge	Installierte Leistung	Investitionen bis 2020
	[km]	[MVA]	[Mio. €]
1. HöS	n.v.	-	-
2. HöS/HoS	-	n.v.	-
3. HS	0	-	0
4. HS/MS	-	57	7
5. MS	1.794	-	72
6. MS/NS	-	128	13
7. NS	8.402	-	252
Summe	10.196	185	344

6.3 Fazit

In den Netzregionen der analysierten Netzbetreiber ist hauptsächlich der Zubau von Anlagen erneuerbarer Energien dafür verantwortlich, dass Investitionen bis 2020 getätigt werden müssen.

Im Vergleich und unter der Voraussetzung, dass sich der Zubau in Zukunft wie angenommen gestaltet, fallen nur bei MITNETZ STROM und E.DIS Investitionen in der HS-Ebene an. Bei MITNETZ sind es 124 Mio. Euro bei E.DIS dagegen 198 Mio. Euro.

In der HS/MS-Ebene hätte E.DIS mit 495 Mio. Euro im Vergleich die höchsten Aufwendungen zu erbringen. In der MS-Ebene sind in fast gleicher Größenordnung 497 Mio. Euro erforderlich.

Beim Bayernwerk werden voraussichtlich auf der MS-Ebene 13 Mio. Euro und der NS-Ebene 252 Mio. Euro erforderlich.

Betrachtet man alle Netzebenen zusammen, so werden bei E.DIS 1.328 Mio. Euro (14.071 GWh Entnahme), bei MITNETZ 646 Mio. Euro (48.578 GWh Entnahme), beim Bayernwerk 344 Mio. Euro (66.964 GWh Entnahme) und bei N.ERGIE 96 Mio. Euro (22.562 GWh Entnahme) voraussichtlich aufzubringen sein. Alle Aufwendungen werden in die Netzentgelte eingepreist und auf die Stromkunden umgelegt.

7 NETZENTGELTE

Im Rahmen dieses Kapitels erfolgt die Darstellung der aus dem Netzausbaubedarf bis zum Jahr 2020 resultierenden Netzentgelte (NNE). Zunächst wird die methodische Vorgehensweise erläutert, bevor die Entwicklungen der NNE und Arbeitspreise für die verschiedenen Verteilnetzbetreiber (VNB) aufgezeigt werden. Anschließend erfolgt eine Sensitivitätsanalyse hinsichtlich der für den Anstieg der NNE im Jahr 2020 bestimmenden Faktoren.

Die Berechnung der Netzentgelte erfolgt für die privaten Haushalte und gilt nicht für Gewerbe- sowie Industriekunden. Dass dabei aber Unterschiede bestehen können, zeigten die Ausführungen über die Strompreise sowie der Einzelkomponenten (siehe Kapitel 3.1 und 4.1).

7.1 Methode der Entgeltermittlung

Die Entgeltermittlung für die einzelnen Netzebenen erfolgt durch eine Wälzung der Kosten der übergeordneten Ebene, welche mit den direkten Kosten der betrachteten Ebene aufsummiert werden. D.h., dass z. B. die Kosten der Höchstspannungsebene in die Netzentgelte der Hochspannungsebene zum großen Teil einfließen. Dabei erfolgt die Wälzung auf Basis der gleichzeitigen Höchstlast, die über alle Übergabepunkte gemessen wird. Im Ergebnis liegt das Netzentgelt der jeweiligen Spannungsebene (E_{NE}) als Leistungspreis in €/kW vor. Das individuelle Netznutzungsentgelt (NNE_i) ergibt sich wiederum aus dem Produkt aus Leistungspreis und dem Gleichzeitigkeitsgrad²² (g_i) eines jeweiligen Stromkunden gemäß nachstehender Formel [Konstantin 2009]:

$$NNE_i = g_i * E_{NE} \text{ in €/kW}$$

Als Gleichzeitigkeitsgrad (g_i) wird der Anteil des betreffenden Kunden an der Netzhöchstlast der Netzebene bezeichnet. Zur Ermittlung des Gleichzeitigkeitsgrades muss für jede Netz- und Umspannebene ein Gleichzeitigkeitsdiagramm entsprechend Abbildung 30 entwickelt werden. Gemäß Anlage 4 der StromNEV wird dessen prinzipieller Verlauf folgendermaßen vorgegeben:

- Die Gleichzeitigkeitsfunktion besteht aus zwei Geradenabschnitten: einen für niedrige (< 2.500 h) und einen für höhere Vollbenutzungsstunden (≥ 2.500 h).
- Der Gleichzeitigkeitsgrad bei null Vollbenutzungsstunden darf maximal bei 0,2 beginnen, der bei 8.760 h nimmt den Wert 1 an.

²² Bei der Entgeltermittlung wurden im Rahmen dieser Studie die hier dargestellten Gleichzeitigkeitsfunktionen verwendet. Jedoch wird den Netzbetreibern bei deren Anwendung ein Spielraum gewährt, der ihnen erlaubt, die Gleichzeitigkeitsfunktion individuell zu gestalten. Demzufolge geht die Ermittlung des Gleichzeitigkeitsgrades zur Berechnung der Anstiege der Netzentgelte der Netzbetreiber mit einer gewissen Unschärfe einher; zumal die von den Netzbetreibern verwendeten Gleichzeitigkeitsgrade der verschiedenen Netzebenen nicht zur Verfügung stehen.

- Die beiden Geraden schneiden sich in dem Punkt, der durch eine Vollbenutzungsstundenzahl von 2.500 h/a definiert ist.

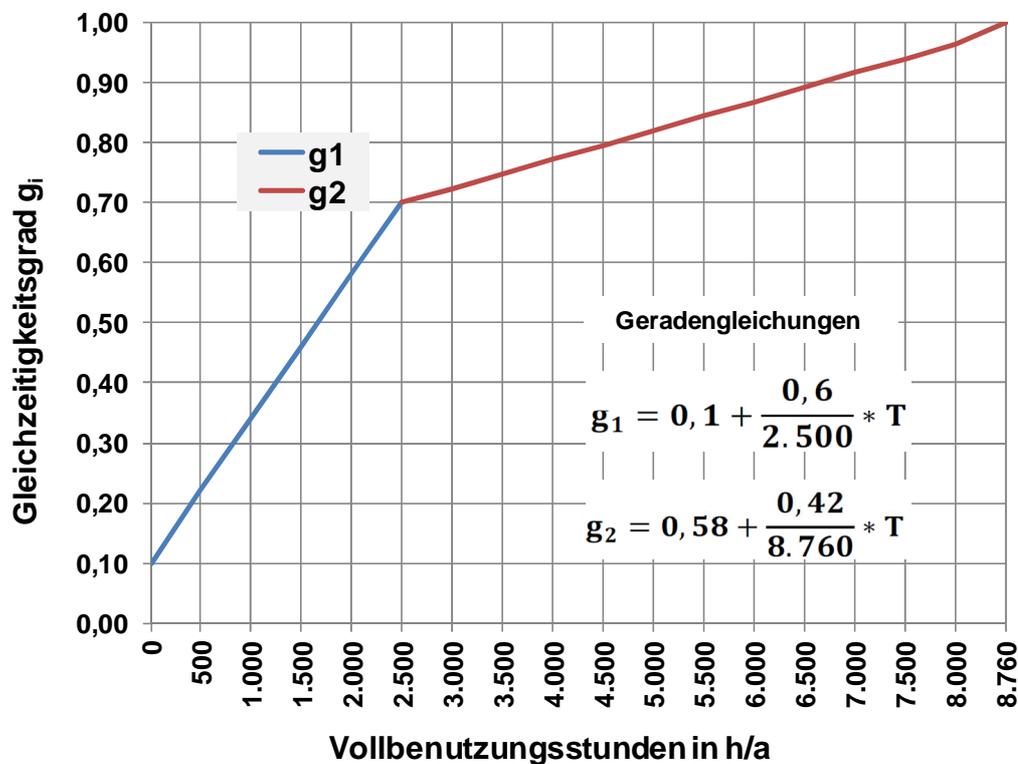


Abbildung 30: Gleichzeitigkeitsfunktion

Quelle: [Konstantin 2009] Darstellung: IE Leipzig

Mittels der Geradengleichungen kann anschließend ein Leistungs-Arbeitspreis-System für Vollbenutzungsstunden < 2.500 h und ≥ 2.500 h abgeleitet werden. Um dies besser zu verdeutlichen, sei beispielhaft ein Entgelt von $E_i = 60$ €/kW angesetzt [Konstantin 2009]:

$$NNE_i = 60 \text{ €/kW} * P_{H,i} * \left(0,1 + \frac{0,6}{2.500} * T \right) = 6,0 * P_{H,i} + 0,0144 * P_{H,i} * T$$

bzw.

$$NNE_i = 60 \text{ €/kW} * P_{H,i} * \left(0,58 + \frac{0,42}{8.760} * T \right) = 34,8 * P_{H,i} + 0,0029 * P_{H,i} * T$$

mit

$$NNE = E_i * P_{H,i}$$

Mit $P_{H,i} * T = W_i$ in kWh ergibt sich folgendes Leistungs-Arbeitspreis-System:

- Vollbenutzungsstunden < 2.500 h:
Leistungspreis: 6,0 €/kW | Arbeitspreis: 1,44 ct/kWh
- Vollbenutzungsstunden \geq 2.500 h:
Leistungspreis: 34,8 €/kW | Arbeitspreis: 0,29 ct/kWh

Legende:

NNE	Individuelles Netzentgelt	[€/kW]
E_i	Netzentgelt der jeweiligen Netzebene	[€/kW]
g_i	Gleichzeitigkeitsgrad	[-]
$P_{H,i}$	Höchstlast der Netzebene	[MW]
T	Vollbenutzungsstunden	[h]
W_i	Leistungsentnahme (elektrische Arbeit) aus der Netzebene	[MWh]

7.2 Netzentgelte der Verteilnetzbetreiber

Entsprechend der zuvor beschriebenen Methode wurden die Änderungen der Netzentgelte auf Basis der zu erwartenden Netzausbaukosten bis zum Jahr 2020 für alle Netzebenen der Verteilnetzbetreiber MITNETZ STROM, E.DIS AG, Bayernwerk AG und N-ERGIE Netz GmbH berechnet.

Wie in Abbildung 31 dargestellt ist, steigen die Netzentgelte (NNE_i) in unterschiedlichen Verhältnissen vom Hoch- über das Mittel- bis hin zum Niederspannungsnetz. Dies folgt aus der Wälzung der Kosten für den Netzausbau der vorgelagerten Netzebene und den zusätzlich zu finanzierenden Netzausbaukosten aus der betreffenden Netzebene. D.h., dass die Netzentgelte aus der Niederspannungsebene am höchsten sind, da darin zusätzlich Netzausbaukosten aus der HöS-, HS- und MS-Ebene enthalten sind, welche in erster Linie von den Haushaltskunden getragen werden müssen.

Da im Netzgebiet von E.DIS bis zum Jahr 2020 die meisten und kostenintensivsten Netzausbaumaßnahmen – insbesondere auf der Mittelspannungsebene – zu erwarten sind, fallen die zu erwartenden NNE-Anstiege gegenüber denen der anderen betrachteten VNB mehr als doppelt so hoch aus.

Das ist dahingehend plausibel, da es in dieser Netzregion insbesondere zum Ausbau von Windkraftanlagen kommen soll, die üblicherweise ans Mittelspannungsnetz angeschlossen werden.

Wie in Kapitel 7.1 erläutert, kann aus den Netzentgelten (NNE_i) mittels der entsprechenden Geradengleichung der Arbeitspreis ermittelt werden, welcher sich – wie in Abbildung 32 zu sehen ist – vollkommen analog zu den Netzentgelten verhält. Da im Rahmen dieser Studie vor allem auf die von den Netzbetreibern veröffentlichten Arbeitspreise (siehe Kapitel 5.1 – Netzstrukturdaten) eingegangen wurde, werden zur besseren Vergleichbarkeit

nachfolgend ausschließlich die sich aus den Netzentgelt-Anstiegen resultierenden Arbeitspreis-Steigerungen auf Basis des Netzausbaus 2020 dargestellt.

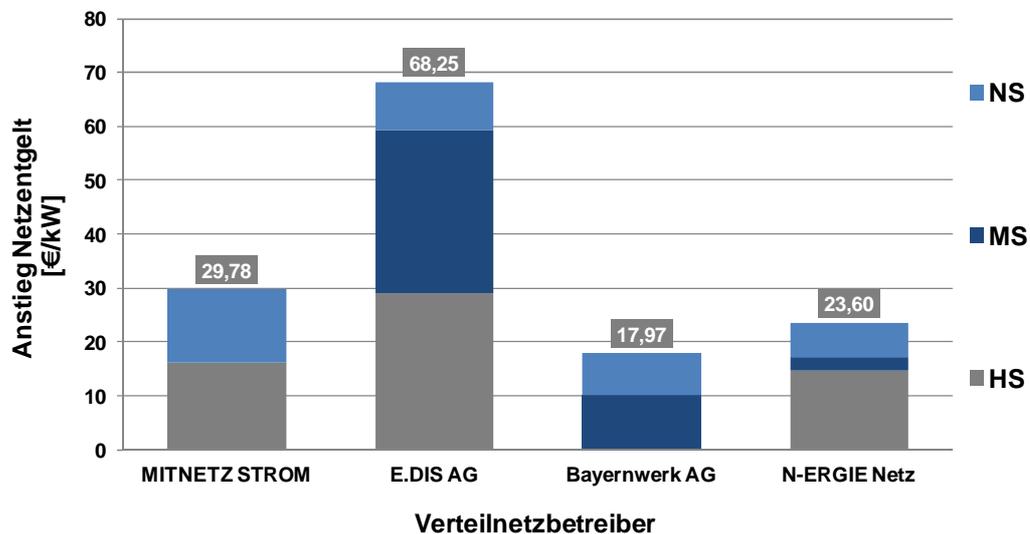


Abbildung 31: Höhe der Entgelt (NNE_i)-Anstiege im Jahr 2020 für die VNB MITNETZ STROM, E.DIS, Bayernwerk und N-ERGIE
Berechnung und Darstellung: IE Leipzig

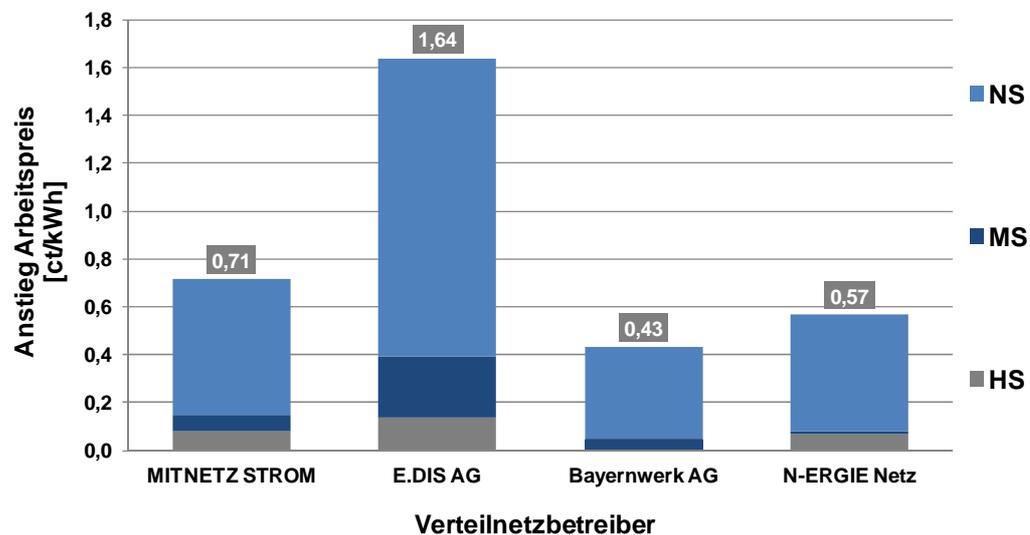


Abbildung 32: Höhe der Arbeitspreis-Anstiege im Jahr 2020 für die VNB MITNETZ STROM, E.DIS, Bayernwerk und N-ERGIE
Berechnung und Darstellung: IE Leipzig

Nimmt man die gegenwärtigen Arbeitspreise – also ohne andere Preiseffekte bis 2020 – der VNB als Grundlage, ergeben sich demnach für das Jahr 2020 folgende zu erwartenden Arbeitspreise²³:

- **MITNETZ STROM:** 7,27 ct/kWh + 0,71 ct/kWh = **7,98 ct/kWh**
- **E.DIS AG:** 8,11 ct/kWh + 1,64 ct/kWh = **9,75 ct/kWh**
- **Bayernwerk AG:** 5,05 ct/kWh + 0,43 ct/kWh = **5,48 ct/kWh**
- **N-ERGIE Netz GmbH:** 4,95 ct/kWh + 0,57 ct/kWh = **5,52 ct/kWh**

Die privaten Verbraucher aus den ostdeutschen Bundesländern müssten demnach weiterhin den weitaus größeren Anteil der Kosten für den Netzausbau und entsprechend für die Umsetzung der Energiewende tragen, wenn die gegenwärtige Methode zur Festlegung der Netzentgelte mit der regionalen Verteilungssystematik bestehen bliebe.

7.3 Sensitivitätsanalyse

Nachfolgend werden zwei Eingangsgrößen, die für die Steigerung der Netzentgelte besonders ausschlaggebend sind, in Form einer Sensitivitätsanalyse näher betrachtet. Es handelt sich dabei um folgende Parameter:

- **Investitionsaufwand** in den Netzausbau bis 2020
- **Jahreshöchstlast** aller Entnahmen

Als Grundlage für die Berechnung der Arbeitspreis-Anstiege dienen die Daten von MITNETZ STROM. Da der Fokus der vorliegenden Studie auf der Beleuchtung der Kosten für die Haushaltskunden liegt, beziehen sich die nachfolgenden Ergebnisse zur Steigerung der Arbeitspreise ausschließlich auf die Niederspannungsebene und einen Abnahmefall von < 2.500 Vollbenutzungsstunden.

7.3.1 Investitionsaufwand beim Netzausbau

Die erhöhten Arbeitspreise resultieren, wie zuvor beschrieben, aus den geplanten Investitionen in den Netzausbau, wobei diese in Form von Netzentgelten auf die nachgelagerte Netzebene gewälzt werden. Das heißt, dass auch die vom ÜNB 50Hertz aufgebrachten Investitionskosten für den Ausbau der Übertragungsnetze (HöS und HöS/HS) über die VNB bis hin zum Endverbraucher am Niederspannungsnetz umgelegt werden.

²³ Historische Abschreibungen und deren Wirkung auf die zukünftigen Netzentgelte wurden im Zuge dessen nicht untersucht.

In Abbildung 33 ist die Abhängigkeit der Arbeitspreis-Anstiege vom Investitionsaufwand in den Netzausbau bis 2020 für drei verschiedene Fälle dargestellt:

- Erhöhung der Netzausbaukosten bei 50Hertz & MITNETZ STROM:
Rote Linie | Steigerungsfaktoren: 1,2 / 1,4 / 1,6 / 1,8 / 2,0
- Erhöhung der Netzausbaukosten bei MITNETZ STROM:
Blaue Linie | Steigerungsfaktoren: 1,2 / 1,4 / 1,6 / 1,8 / 2,0
- Erhöhung der Netzausbaukosten bei 50Hertz:
Grüne Linie | Steigerungsfaktoren: 1,2 / 1,4 / 1,6 / 1,8 / 2,0

Die Erhöhung der Arbeitspreise hängt demnach linear von der Höhe des Investitionsaufwandes in den Netzausbau ab. Je höher die Netzausbaukosten sind, desto stärker steigen die Arbeitspreise für Haushaltskunden. Höhere Investitionen können beispielsweise durch erdverlegte Kabel notwendig werden, wenn diese Bauweise aus ökologischen Gründen, zur Erhöhung der Akzeptanz oder zur Beschleunigung von Planungsverfahren vermehrt eingesetzt wird. Gegenüber Freileitungen sind erdverlegte Kabel teurer. [IE 2011].

Wie ein Vergleich der blauen und grünen Linie zeigt, fallen die direkt von MITNETZ erbrachten Investitionen in den Netzausbau mehr ins Gewicht als der gewälzte Anteil der Investitionen von 50Hertz, auch wenn diese mit 2,66 Mrd. € weit über den insgesamt 646 Mio. € von MITNETZ liegen. Das liegt daran, dass die Netzausbaukosten von 50Hertz nur zu 24,4 % auf MITNETZ STROM gewälzt werden. Der Rest entfällt – neben direkten Abnehmern an der HöS-Ebene – natürlich auf die weiteren (Hochspannungsleitungen betreibenden) VNB, wie E.DIS (15,8 %), Stromnetz Berlin (18,3 %), Stromnetz Hamburg (14,7 %), TEN (10,4 %) oder ENSO (8,6 %). Die Anteile wurden anhand der in diesem Jahr auf den Websites der VNB veröffentlichten „Jahreshöchstlast aller Entnahmen“ ermittelt.

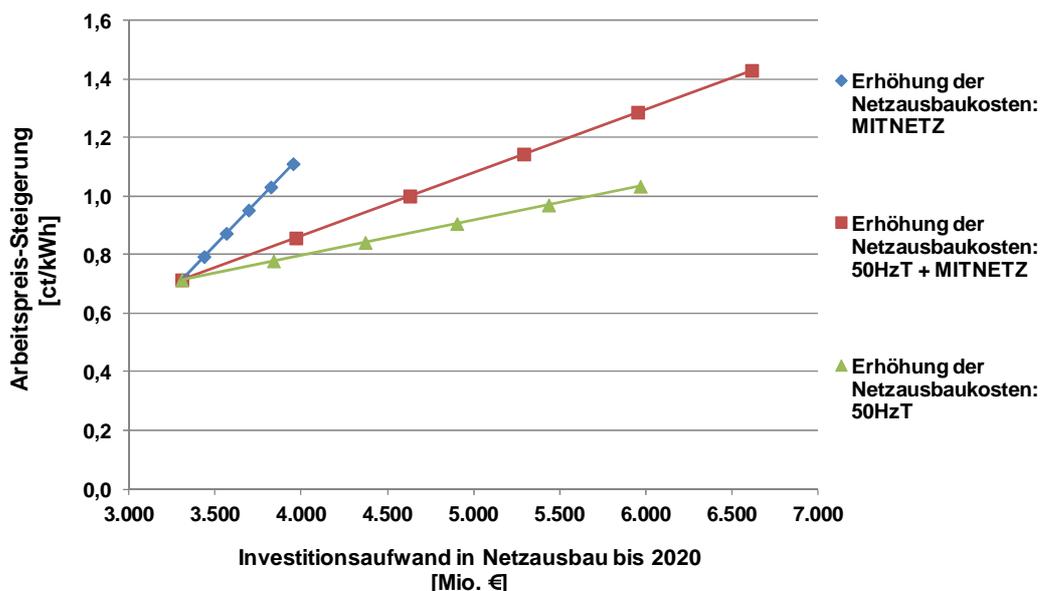


Abbildung 33: Sensitivität der Arbeitspreis-Anstiege in Abhängigkeit vom Investitionsaufwand in den Netzausbau bis 2020
Berechnung und Darstellung: IE Leipzig

7.3.2 Jahreshöchstlast

Mittels der Jahreshöchstlast wird gemäß der anzuwendenden NNE-Berechnungsmethode ermittelt, welcher Anteil der Kosten aus dem vorgelagerten Netz auf das betreffende Netz gewälzt wird. Der Wert ist für jede einzelne Spannungsebene auf den Websites der VNB veröffentlicht und hat einen großen Einfluss auf die Resultate der Netzentgelt-Berechnung.

In Abbildung 34 ist die Abhängigkeit der Arbeitspreis-Anstiege von der Jahreshöchstlast aller Entnahmen für zwei verschiedene Fälle dargestellt:

- Senkung der Jahreshöchstlast in allen Spannungsebenen (HS, HS/MS, MS, MS/NS, NS):
Rote Linie | Senkungsfaktoren: 0,95 / 0,9 / 0,85 / 0,8 / 0,75 / 0,7 / 0,6
- Senkung der Jahreshöchstlast ausschließlich in der Hochspannungsebene (HS):
Blaue Linie | Senkungsfaktoren: 0,95 / 0,9 / 0,85 / 0,8 / 0,75 / 0,7 / 0,6

Es ist zu sehen, dass die Arbeitspreise nahezu exponentiell mit steigender Jahreshöchstlast aller Entnahmen sinken. D.h., dass sich die Kosten des Netzausbaus bei höherer Abnahme auf eine höhere Leistung verteilen und somit spezifisch geringer werden. Zudem sind die Arbeitspreissteigerungen umso geringer, je mehr Netzebenen von der Steigerung der Jahreshöchstlast (siehe rote Linie im Diagramm) betroffen sind. Die Netzentgelte fallen also für den Verbraucher umso geringer aus, je effektiver das vorhandene Netz ausgenutzt wird.

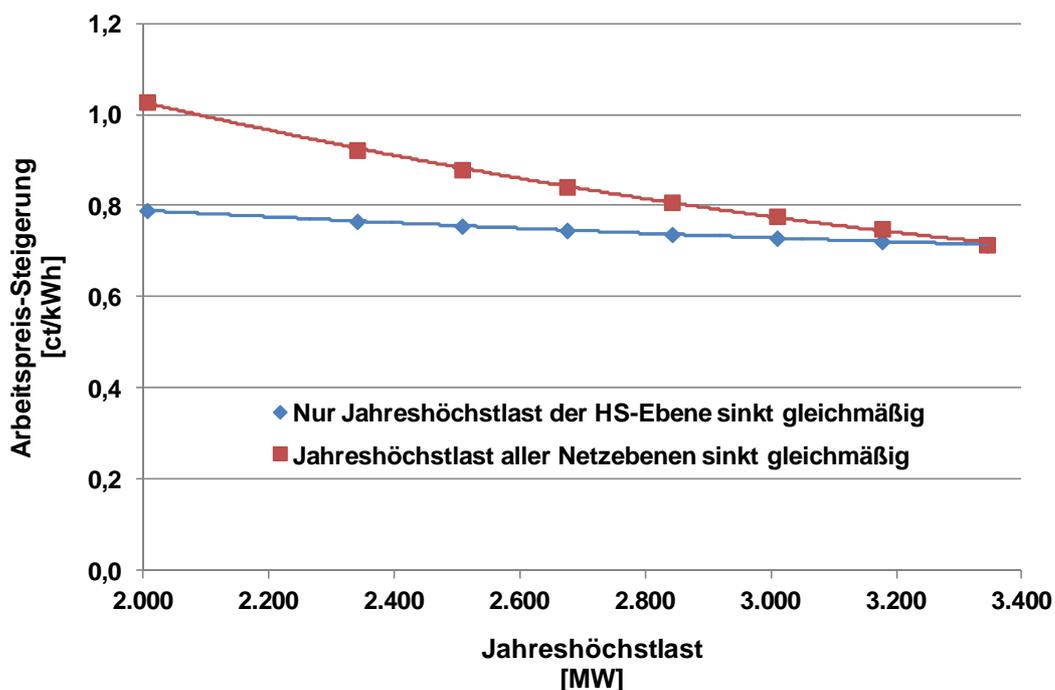


Abbildung 34: Sensitivität der Arbeitspreis-Anstiege in Abhängigkeit von der Jahreshöchstlast aller Entnahmen
Berechnung und Darstellung: IE Leipzig



7.4 Fazit

Die Sensitivitätsanalyse hat ergeben, dass für Netzentgelte insbesondere die Anzahl der Verbraucher und deren Stromverbrauch entscheidend sind. In dünn besiedelten, ländlichen Regionen mit Bevölkerungsabnahme, hohem Altersdurchschnitt, geringer Industrialisierung und einer hohen Anzahl EEG-Anlagen bleiben dem Netzbetreiber daher wenige Möglichkeiten, die Netzentgelte niedrig zu halten. In großen Städten mit hoher und z.T. energieintensiver Verbraucherdichte können EEG-Anlagen hingegen kaum installiert werden, was sich schon heute deutlich in den regional variierenden Netzentgelten infolge der unterschiedlichen Versorgungsstrukturen widerspiegelt.

Da insbesondere im Netzgebiet der E.DIS AG Netzausbau-Maßnahmen in großem Umfang geplant sind, werden die Netzentgelte vor allem in dieser Region deutlich ansteigen.

Wenn jedoch die Ermittlung der Netzentgelte nach der hier angewandten Methode bestehen bleibt, werden bei der Finanzierung des Netzausbaus im Zuge der Energiewende verstärkt regionale Ungleichheiten bei den Endverbrauchern auftauchen.

8 ALTERNATIVE MODELLÜBERLEGUNG

Im folgenden Abschnitt wird ein alternativer Modellgedanke einer neuen Herangehensweise zur Netzentgeltermittlung für alle Endkunden jeder Netzebene vorgeschlagen. Sie soll als Grundlage für eine einheitliche Netzentgeltsystematik dienen und bewirken, dass Endverbraucher aller Regionen und Netzebenen in Zukunft möglichst verbrauchergerechte Netzentgelte zahlen. Denn bisher existieren hinsichtlich der Höhe der seitens der Endkunden zu zahlenden Netzentgelte hohe regionale Unterschiede.

Diese regionalen Unterschiede werden aufgrund des regional unterschiedlich stattfindenden Ausbaus erneuerbarer Energien weiter zu nehmen. Des Weiteren führen demographische Entwicklungen (siehe Kapitel 5.3) – d.h. in Regionen eines in Zukunft weiter vorschreitenden Netzausbaus, wo hingegen die Anzahl der Stromabnehmer besonders gering ist – zu einer Verstärkung der regionalen Unterschiede bei den zu zahlenden Netzentgelten.

Es kann also im Sinne der Verbraucher sein, dass regional unterschiedliche Belastungen durch den Ausbau erneuerbarer Energien von allen Stromverbrauchern zu gleichen Anteilen und in gleicher Höhe getragen werden. Dies ist bislang nach der Logik der derzeitigen Wälzung der Netzkosten jedoch nicht der Fall.

EEG-Anlagenbetreiber profitieren in den jeweiligen Regionen von der EEG-Vergütung, verursachen aber durch den Ausbau erneuerbarer Energien steigende Netzkosten. Die eigenverbrauchten Strommengen²⁴ der Kraftwerke aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, in der Industrie und in Gebäuden sowie EEG-Anlagen werden bisher nicht mit Netzentgelten belastet. Durch einen Trend zu vermehrter Eigenversorgung, der sich in den letzten Jahren verstärkt hat, muss damit gerechnet werden, dass die Netzkosten in Zukunft auf einen immer kleiner werdenden Teil des Stromverbrauches verteilt werden müssen.

Weitere regional unterschiedliche Belastungen durch anfallende Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen (Kapitel 4.3 und 4.4) führen zu einer deutschlandweit ungleichen Belastung von Endkunden. Die Kosten für Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen sollten zur Beseitigung der regional unterschiedlichen Belastungen für die Endkunden mit einer deutschlandweit gleich hohen Umlage auf alle Verbraucher gleich hoch verteilt werden.

In Kapitel 7 wurde die Berechnung der Netzentgelte auf Basis der anfallenden Netzausbaukosten und deren Kostenwälzung auf die darunter liegende Netzebene erläutert. Die

²⁴ Mit jeder Terrawattstunde eigenverbrauchten Stroms aus der Eigenstromerzeugung können die Netzentgelte für alle Letztverbraucher um 0,3 %, bei den privaten Haushalten um 0,02 ct/kWh [Prognos 2013] ansteigen. Die in Eigenerzeugung produzierte Strommenge wurde auf rund 56 TWh geschätzt. Somit wurden, bezogen auf die verbrauchte Strommenge von 2012, fast 11 % für den Eigenverbrauch erzeugt. Insgesamt rund 519 TWh wurden 2012 an Strom verbraucht [BMWi 2013]. Eine Prognose zum Eigenverbrauch aus PV und sonstigem Eigenverbrauch geht von 47,12 TWh für 2014 aus [Energy Brainpool 2013]

Wälzung der Kosten erfolgt aus der vorgelagerten Netzebene in der jeweils tatsächlich angefallenen Höhe und somit regional unterschiedlich für jedes Netzgebiet. Um diese regionale Ungleichheit zu mindern, könnte nachfolgend erläuteter alternativer Ansatz für die Netzentgelt-Ermittlung in Erwägung gezogen werden (Abbildung 35).

Nach Abbildung 35 wird ein möglichst einfacher Lösungsansatz einer Umstellung der bisher regional unterschiedlichen Entgelthöhe verfolgt. In Abbildung 9 (Kapitel 4.1) ist ein Entgelt für den Bundesdurchschnitt von 6,29 ct/kWh (Wert für 2013) dargestellt. Dieses Entgelt wird in jedem Bundesland und folglich von jedem Netzbetreiber in der NS-Ebene von seinen Kunden verlangt und im Berechnungsbeispiel zur Erläuterung verwendet.

Somit ergibt sich ein Differenzertrag (im Diagramm blauer Balken) in einer ganz bestimmten Höhe. In Bremen würden demnach Stromkunden der Niederspannungsebene ein um 1,21 ct/kWh höheres Entgelt als bisher zahlen. In Brandenburg würden die Stromkunden ein um 2,18 ct/kWh niedrigeres Entgelt als bisher zahlen.

In ganz Deutschland würden somit alle Stromkunden der NS-Ebene 6,29 ct/kWh zahlen. Für jede Netzebene wird so ein bundesweit einheitliches Netzentgelt als mengengewichteter Durchschnitt ermittelt. Als Folge würden regionale Unterschiede nicht mehr auftreten.

In der Realität fallen jedoch Netzkosten beispielsweise in Brandenburg an, die dann mit dem mittleren Entgelt nicht mehr zu decken sind. Anders fallen in Bremen Überschusszahlungen aus Netzentgelten an, da die Netzausbaukosten eben nicht so hoch sind wie mit dem einheitlichen Entgelt gezahlt werden.

Diesbezüglich wird ein Netzentgeltkonto der VNB je Netzebene eingerichtet, aus dem tatsächliche Kosten wieder ausgezahlt werden. Diese Netzkonten könnten auch von der Bundesnetzagentur verwaltet werden, da diese ebenfalls die einheitlichen Netzentgelte je Netzebene zum Stichtag veröffentlichen könnte. Sollte das Netzentgeltkonto einen negativen Wert aufweisen, wird in den folgenden Jahren eine entsprechende Rücklage gebildet. Die Rücklagesumme fällt für alle Stromkunden in gleicher Höhe an.

Der beschriebene Ansatz hätte zur Folge, dass keine Änderungen in der Kostenwälzung notwendig wäre und prinzipiell würde an der Methodik der Kostenermittlung festgehalten werden können. Jeder Stromkunde in der gleichen Netzebene bezahlt das gleiche Netzentgelt. Dabei spielt es keine Rolle, in welchem Netzgebiet der Kunde angeschlossen ist. Die Kosten des Netzausbaus würden von allen Kunden zu gleichen Anteilen getragen.

Das Ergebnis in Abbildung 35 ist auf Bundesländer bezogen. Nach dem gleichen Prinzip müssten die absoluten Höhen der zu zahlenden Entgelte der Endkunden der Netzbetreiber je Netzebene in gleicher Weise gegenübergestellt werden und ein mengengewichteter Mittelwert gebildet werden. Dieser Mittelwert stellt je Netzebene das einheitliche Netzentgelt dar.

Die Netzbetreiber sollten jedoch unabhängig von den einheitlichen Netzentgelten für die Endkunden weiterhin gemäß den Regelungen nach der Anreizregulierung ihre Netze betreiben bzw. finanzieren, um die Kosteneffizienz bei den Netzen zu erhalten. Dies gilt auch für den Fall, dass aus ökologischen Gründen, zur Verbesserung der Akzeptanz oder

zur Beschleunigung von Planungsprozessen Erdverkabelungen vermehrt eingesetzt werden sollen.

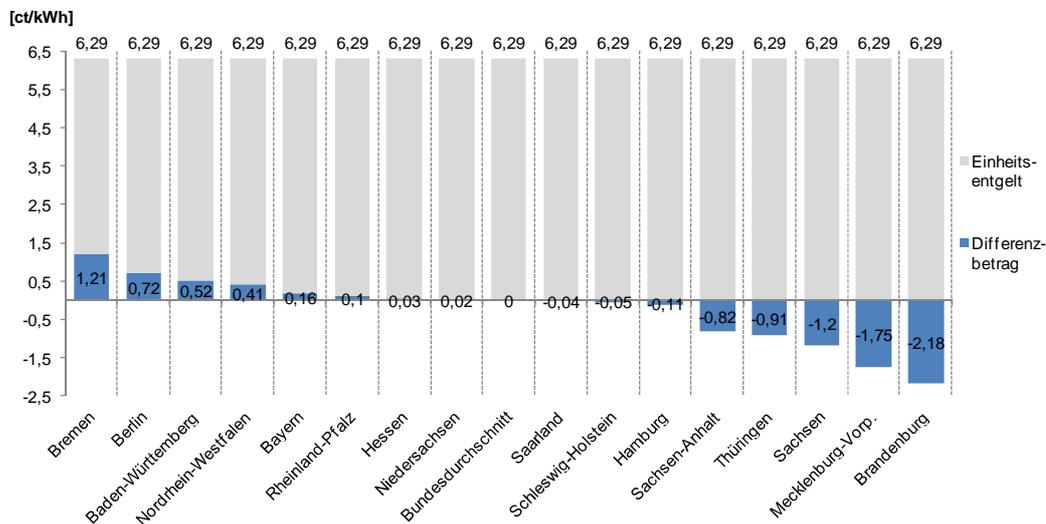


Abbildung 35: Einheitsentgelte auf Bundesländerebene
Darstellung: IE Leipzig

LITERATURVERZEICHNIS

- 50HzT 2014 50Hertz Transmission GmbH: EEG-Anlagenstammdaten. abrufbar im Internet unter:
http://www.50hertz.com/cps/rde/xchg/trm_de/hs.xsl/165.htm?rdeLocaleAttr=de&&rdeCOQ=SID-6661F09D-DCEE334F letzter Zugriff am:14.01.2014.
- 50HzT 2014a 50Hertz Transmission GmbH: Persönliche Mitteilung vom 19.02.2014.
- AllgN 2014 Allgäunetz (Hrsg.): Netzstrukturdaten abrufbar im Internet unter: <http://www.allgaeunetz.com/> letzter Zugriff am 08.01.2014.
- Amprion 2014 Amprion GmbH: EEG-Anlagenstammdaten. Zugriff: 16.01.2014; <http://www.amprion.net/eeg-anlagenstammdaten-aktuell>
- ARegV 2013 Bundesministerium der Justiz und juris GmbH (Hrsg.): Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung – ARegV vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), zuletzt geändert durch Artikel 4 der Verordnung vom 14. August 2013 (BGBl. I S. 3250), Berlin, 2013
- BayW 2014 Bayernwerk: Netzstrukturdaten, abrufbar im Internet unter: http://www.eon-bayern.com/pages/eby_de/Unternehmen/Daten_%26_Fakten/Geschaeftsfelder/Netz/index.htm letzter Zugriff am 20.01.2014.
- Bayernwerk 2014 Bayernwerk (Hrsg.): Alles steht und fällt mit den Netzen, abrufbar im Internet unter:
https://www.bayernwerk.de/pages/eby_de/Innovationen/Energiezukunft/Intelligente_Netze/index.htm letzter Zugriff am 24.01.2014.
- Bayernwerk 2014a Bayernwerk (Hrsg.): Geltende Netzentgelte - Preisblätter, abrufbar im Internet unter:
https://www.bayernwerk.de/pages/eby_de/Netz/Stromnetz/Netzzugang/Netzentgelte/index.htm letzter Zugriff am 24.02.2014.
- BDEW 2013 Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (Hrsg.): BDEW- Strompreisanalyse November 2013, Berlin, 20.11.2013
- BMU 2013 Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Erneuerbare Energien in Deutschland - Das Wichtigste im Jahr 2012 auf einen Blick,

- ZSW nach Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), o.O., Dezember 2013.
- BMU 2013a Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Erneuerbare Energien - Motor der Energiewende, Berlin, Oktober 2012.
- BNetzA 2008 Bundesnetzagentur: Leitfaden für die Internet-Veröffentlichungspflichten der Stromnetzbetreiber, o.O., 23.06.2008
- BNetzA 2013 Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2013 gemäß §63 Abs. 4 EnWG i.V.m. §35 EnWG, Bonn, Dezember 2013
- BNetzA 2014 Bundesnetzagentur: Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement – Abschaltfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte. Bonn, 27.01.2014
- BNetzA 2014a Bundesnetzagentur: Bundesnetzagentur Beschlussdatenbank abrufbar im Internet unter:
http://beschlussdatenbank.bundesnetzagentur.de/index.php?lview_bk_overview&year=2013&group=53&filter_reset=1&page=0 letzter Zugriff am 25.02.2014
- dena 2005 Deutsche Energieagentur - dena (Hrsg.): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Köln, 24. Februar 2005.
- dena 2007 Deutsche Energieagentur – dena (Hrsg.): Untersuchung der ökonomischen Auswirkungen des EEG-bedingten Netzausbaus und der Vergütung vermiedener Netznutzungsentgelte im Land Sachsen-Anhalt, Berlin, 2007.
- dena 2010 Deutsche Energieagentur - dena (Hrsg.): Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 bis 2020 mit Ausblick 2025, Berlin, November 2010.
- dena 2012 Deutsche Energieagentur – dena (Hrsg.): dena Verteilnetzstudie – Ausbau und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, Berlin, 11.12.2012
- DREWAG 2014 Drewag Netz: Netzstrukturdaten, abrufbar im Internet unter:
<http://www.drewag-netz.de/> letzter Zugriff am 20.01.2014.
- E.DIS 2014 E.DIS AG: Netzstrukturdaten, abrufbar im Internet unter:
<http://www.e-dis.de/html/20165.htm> letzter Zugriff am 05.01.2014.

- E.DIS 2014a E.DIS AG: Netzentgelt - Preisblätter, abrufbar im Internet unter: <http://www.e-dis.de/html/20189.htm> letzter Zugriff am 24.02.2014.
- EEG/KWK-G Internetplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber: abrufbar unter: <http://www.eeg-kwk.net/de/index.htm> letzter Zugriff am 16.01.2014.
- Energy Brainpool 2013 Energy Brainpool (Hrsg.): Prognose der Stromabgabe an Letztverbraucher bis 2018, Berlin, 6.11.2013.
- ENSO 2014 ENSO Netz: Netzstrukturdaten, abrufbar im Internet unter: <http://www.enso-netz.de/enso/Netznutzer/Strom.html> letzter Zugriff am 06.01.2014.
- FAZ 2011 FAZ (Hrsg.): Wie die DDR gegen den Stromausfall kämpfte, abrufbar im Internet unter: <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/wirtschaftspolitik/energie-ende-wie-die-ddr-gegen-den-stromausfall-kaempfte-1656710-p3.html>, letzter Zugriff am 20.02.2014.
- FfE 2013 Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE): Energie-wende und Demographie. Neue Herausforderungen für Netzbetreiber. München, 2013
- IE 2011 Leipziger Institut für Energie (Hrsg.): Wirkung des Stromnetzausbaus auf die Netznutzungsentgelte in Sachsen-Anhalt, Leipzig, 26.09.2011.
- Konstantin 2009 Konstantin, Panos (Hrsg.): Praxisbuch Energiewirtschaft - Energiewandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt, 2. Auflage, Heidelberg, 2009.
- KWKG 2013 Bundesministerium der Justiz und juris GmbH (Hrsg.): Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092), zuletzt geändert durch Artikel 4 Absatz 77 des Gesetzes vom 7. August 2013 (BGBl. I S. 3154), Berlin, 2013
- LVN 2014 LEW Verteilnetz GmbH: Netzstrukturdaten, abrufbar im Internet unter: <http://www.lew-verteilnetz.de/CVP/Stromnetz/Stromnetz.asp> letzter Zugriff am 06.01.2014.
- MFN 2014 Mainfranken Netze GmbH: Netzstrukturdaten, abrufbar im Internet unter: <http://www.mainfrankennetze.de/de/home/home.jsp> letzter Zugriff am 07.01.2014.

- MITNETZ 2013 Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom GmbH: Persönliche Mitteilung vom 16.12.2013
- MITNETZ 2014 Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom GmbH: Netzstrukturdaten, abrufbar im Internet unter: <https://www.MITNETZ-strom.de/Stromnetz> letzter Zugriff am 08.01.2014.
- MITNETZ 2014a Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom GmbH: Persönliche Mitteilung im Januar 2014.
- MITNETZ 2014b Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom GmbH: Entgelte für Netznutzung - Kunden mit Leistungsmessung, abrufbar im Internet unter: <https://www.mitnetz-strom.de/Stromnetz/Netznutzung/EntgeltefuerNetznutzung/KundenmitLeistungsmessung> letzter Zugriff am 24.02.2014.
- MITNETZ 2014c Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom GmbH: Preisblatt 3 - Individuelle Netzentgelte nach § 19 StromNEV gültig ab 01.01.2013, abrufbar im Internet unter: https://www.mitnetz-strom.de/irj/go/km/docs/z_ep_em_unt_documents/em/mitnetz-strom/Dokumente/NE_2013_PB3_Sonderentgelte_MITNETZ%20STROM.pdf letzter Zugriff am 25.02.2014.
- N-ERGIE 2014 N-ERGIE Netz GmbH: Netzstrukturdaten, abrufbar im Internet unter: <https://www.n-ergie-netz.de/netze/strom.html> letzter Zugriff am 06.01.2014.
- N-ERGIE 2014a N-ERGIE Netz GmbH: Netzentgelte - Preisblätter, abrufbar im Internet unter: <https://www.n-ergie-netz.de/kunden/unsere-leistungen/strom/netzentgelte.html> letzter Zugriff am 24.02.2014.
- NAP 2013 hsn, e on Avacon, e on E.DIS, ENSO NETZ, Thüringer Energienetze, WEMAG Netz GmbH, MITNETZ STROM (Hrsg.): NAP 110 kV - Gemeinsamer Netzausbauplan der 110-kV-Flächennetzbetreiber der Regelzone 50Hertz, o.O., Mai 2013
- NEP 2013 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) Hrsg.: Netzentwicklungsplan Strom 2013, zweiter Entwurf, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 17.07.2013
- Next 2014 Next Kraftwerke GmbH: Internetpräsenz abrufbar im Internet unter <http://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt> letzter Zugriff am 19.02.2014.
- Prognos 2013 Hobohm, Jens - Prognos (Hrsg.): Impulsvortrag Eigenverbrauch (Dena Dialogforum), Berlin, 18. September 2013.
- REWAG 2014 Regensburg Netz GmbH: Netzstrukturdaten, abrufbar im Internet unter: <http://www.rewag-netz.de/> letzter Zugriff am 09.01.2014.

- SNB 2014 Stromnetz Berlin: Netzstrukturdaten, abrufbar im Internet unter: <http://www.stromnetz-berlin.de/de/index.htm> letzter Zugriff am 09.01.2014.
- StMWIVT 2013 Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie Abteilung VI - Energie, Bergbau, Rohstoffe und Umweltfragen und Bayerische Energieagentur ENERGIE INNOVATIV (Hrsg.): Verteilnetzstudie Bayern 2013 Ausbaubedarf bis 2021 - Basisszenario, Zwischenbericht, München, 30.08.2013
- StMWIVT 2014 Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie Abteilung VI - Energie, Bergbau, Rohstoffe und Umweltfragen, Persönliche Mitteilung Januar 2014.
- StromNEV 2013 Deutscher Bundestag: Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), zuletzt geändert durch Artikel 1 und 2 der Verordnung vom 14. August 2013 (BGBl. I S. 3250). Berlin, 2013
- SWA 2014 Netze Augsburg: Netzstrukturdaten, abrufbar im Internet unter: http://www.netze-augsburg.de/netze_strom.php letzter Zugriff am 05.01.2014.
- SWL 2014 Netz Leipzig: Netzstrukturdaten, abrufbar im Internet unter: <http://www.netz-leipzig.de/> letzter Zugriff am 08.01.2014.
- SWMn 2014 SWM Infrastruktur GmbH: Netzstrukturdaten, abrufbar im Internet unter: <http://www.swm.de/privatkunden/m-strom.html> letzter Zugriff am 09.01.2014 (Stadtwerke München).
- SWMd 2014 SWM Netze GmbH: Netzstrukturdaten, abrufbar im Internet unter: <http://www.swm-netze.de/> letzter Zugriff am 06.01.2014 (Stadtwerke Magdeburg)
- SWR 2014 Stadtwerke Rostock AG: Netzstrukturdaten, abrufbar unter: <https://www.swrag.de/netze/erdgasnetz.html>, letzter Zugriff am 06.01.2014.
- TenneT 2014 TenneT TSO GmbH: EEG-Anlagenstammdaten. Zugriff: 16.01.2014; <http://www.tennet.eu/de/kunden/eegkwk-g/erneuerbare-energien-gesetz/eeg-daten-nach-52.html>
- TransnetBW 2014 TransnetBW GmbH: EEG-Anlagenstammdaten. Zugriff: 16.01.2014; <http://www.transnetbw.de/de/eeg-kwk-g/eeg/eeg-anlagendaten>
- ÜNB 2012 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, EnBW Transportnetze AG, TenneT TSO GmbH (Übertragungsnetzbetreiber): Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV ab 1. Januar 2013, Dortmund, Berlin, Bayreuth, Stuttgart, 2012



- ÜNB 2014 Netztransparenz.de – Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber:
http://www.netztransparenz.de/de/file/2012_EEG-Jahresabrechnung_.pdf
- VDI 2013 VDI Verein Deutscher Ingenieure e.V.: Redispatch – eine teure Stütze für einen einheitlichen deutschen Strombörsenpreis. Düsseldorf, 2013
- Verivox 2010 Verivox GmbH (Hrsg.): Datenauswertung und Datenlieferung Marktübersicht - Strom und Gas, Heidelberg, 17.09.2010
- Verivox 2011 Verivox GmbH (Hrsg.): Datenauswertung und Datenlieferung Marktübersicht - Strom und Gas, Heidelberg, 14.11.2011
- Verivox 2012 Verivox GmbH (Hrsg.): Datenauswertung und Datenlieferung Marktübersicht - Strom und Gas, Heidelberg, 14.11.2012
- Verivox 2013 Verivox GmbH (Hrsg.): Datenauswertung und Datenlieferung Marktübersicht - Strom und Gas, Heidelberg, 12.11.2013
- Verivox 2014 Verivox GmbH (Hrsg.): Internetartikel „Strom ist im Osten am teuersten“, abrufbar im Internet unter:
<http://www.verivox.de/presse/strom-ist-im-osten-am-teuersten-97195.aspx> letzter Zugriff am 24.02.2014.

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1:	Marktübersicht über Strompreise einschließlich aller Steuern, Abgaben und Umlagen für Haushaltskunden nach Bundesländern	5
Abbildung 2:	Marktübersicht über örtliche Strompreise für Gewerbe nach Bundesländern	6
Abbildung 3:	Entwicklung des Haushaltstrompreises und dessen Bestandteile in Deutschland	8
Abbildung 4:	Strompreiskomponenten und deren Anteile bei Haushaltsstrompreisen	9
Abbildung 5:	Entwicklung des Gewerbestrompreises (durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau) und dessen Bestandteile in Deutschland	10
Abbildung 6:	Strompreiskomponenten und deren Anteile bei Gewerbestrompreisen	11
Abbildung 7:	Entwicklung des Industriestrompreises und dessen Bestandteile in Deutschland	12
Abbildung 8:	Strompreiskomponenten und deren Anteile bei Industriestrompreisen	12
Abbildung 9:	Übersicht über die Netznutzungsentgelte für Haushaltskunden nach Bundesländern	14
Abbildung 10:	Netznutzungsentgelte für Gewerbe nach Bundesländern	15
Abbildung 11:	Netznutzungsentgelte der Mittelspannung für die Industrie im Vergleich	16
Abbildung 12:	Strombedingte Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2012	20
Abbildung 13:	Verteilnetzbetreiber in Ostdeutschland	25
Abbildung 14:	Netzlängen ausgewählter Verteilnetzbetreiber in Berlin/Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt und Sachsen	26
Abbildung 15:	Installierte Leistung ausgewählter Verteilnetzbetreiber in Berlin/Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt und Sachsen	27
Abbildung 16:	Entnahme Letztverbraucher und Weiterverteiler aus dem Stromnetz ausgewählter Verteilnetzbetreiber in Berlin/Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt und Sachsen	27
Abbildung 17:	Anzahl der Entnahmestellen ausgewählter Verteilnetzbetreiber in Berlin/Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt und Sachsen	28
Abbildung 18:	Arbeitspreise ausgewählter Verteilnetzbetreiber in Berlin/Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt und Sachsen für Verbraucher an der Niederspannungsebene	29
Abbildung 19:	Arbeitspreis und Entnahme pro Netzkilometer ausgewählter Verteilnetzbetreiber in Berlin/Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt und Sachsen an der Niederspannungsebene	29
Abbildung 20:	Arbeitspreis und Anteil fluktuierender Energie (Wind/PV) ausgewählter Verteilnetzbetreiber in Berlin/Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt und Sachsen an der Niederspannungsebene	30

Abbildung 21:	Netzlängen ausgewählter Verteilnetzbetreiber in Bayern	31
Abbildung 22:	Installierte Leistung ausgewählter Verteilnetzbetreiber in Bayern	31
Abbildung 23:	Entnahme Letztverbraucher und Weiterverteiler in dem Stromnetz ausgewählter Verteilnetzbetreiber aus Bayern	32
Abbildung 24:	Anzahl der Entnahmestellen ausgewählter Verteilnetzbetreiber in Bayern	32
Abbildung 25:	Arbeitspreise ausgewählter Verteilnetzbetreiber in Bayern an der Niederspannungsebene	33
Abbildung 26:	Arbeitspreis und Entnahme pro Netzkilometer ausgewählter Verteilnetzbetreiber in Bayern an der Niederspannungsebene	34
Abbildung 27:	Arbeitspreis und Anteil fluktuierender Energie (Wind/PV) ausgewählter Verteilnetzbetreiber in Bayern an der Niederspannungsebene	34
Abbildung 28:	Leistungsbilanz – Veränderung der Lastsituation infolge des demografischen Wandels	36
Abbildung 29:	Darstellung der Stromnetzebenen in Deutschland.....	37
Abbildung 30:	Gleichzeitigkeitsfunktion	55
Abbildung 31:	Höhe der Entgelt (NNE_i)-Anstiege im Jahr 2020 für die VNB MITNETZ STROM, E.DIS, Bayernwerk und N-ERGIE	57
Abbildung 32:	Höhe der Arbeitspreis-Anstiege im Jahr 2020 für die VNB MITNETZ STROM, E.DIS, Bayernwerk und N-ERGIE	57
Abbildung 33:	Sensitivität der Arbeitspreis-Anstiege in Abhängigkeit vom Investitionsaufwand in den Netzausbau bis 2020	59
Abbildung 34:	Sensitivität der Arbeitspreis-Anstiege in Abhängigkeit von der Jahreshöchstlast aller Entnahmen	60
Abbildung 35:	Einheitsentgelte auf Bundesländerebene.....	64

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1:	Netzentgelte – Rechtsgrundlagen, Entgelthöhe und Entlastungstatbestände	18
Tabelle 2:	Investitionsaufwendungen der ÜNB für 2015 und 2020.....	38
Tabelle 3:	Netzausbaumaßnahmen und Netzausbaukosten der Verteilnetzebenen in Deutschland.....	39
Tabelle 4:	Installierte Leistung von Biomasse, Photovoltaik und Windenergie nach Spannungsebenen MITNETZ STROM zum 31.12.2013.....	42
Tabelle 5:	Netzausbaubedarf und Investitionen bei MITNETZ STROM bis 2020	43
Tabelle 6:	Installierte Leistung von Biomasse, Solar und Wind nach Spannungsebenen E.DIS zum 31.12.2013	47
Tabelle 7:	Netzausbaubedarf und Investitionen der Netzebenen E.DIS bis 2020	48
Tabelle 8:	Installierte Leistung von Biomasse, Solar und Wind nach Spannungsebenen N-ERGIE zum 31.12.2012	50
Tabelle 9:	Netzausbaubedarf und Investitionen der Netzebenen N-ERGIE bis 2020	51
Tabelle 10:	Installierte Leistung von Biomasse, Solar und Wind nach Spannungsebenen Bayernwerk zum 31.12.2012	52
Tabelle 11:	Netzausbaubedarf und Investitionen der Netzebenen Bayernwerk bis 2020	53

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

ca	circa
ct	Cent
EE-Anlagen	erneuerbare Energien-Anlagen
EEG-Umlage	Umlage resultierend aus dem Erneuerbare-Energien- Gesetz
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
HöS-Ebene	Höchstspannungsebene
HöS/HS-Ebene	Umspannebene von der Höchstspannung zur Hochspannung
HS-Ebene	Hochspannungsebene
HS/MS-Ebene	Umspannebene von der Hochspannung zur Mittelspannung
h/a	Stunden (Vollbenutzungsstunden pro Jahr)
MS-Ebene	Mittelspannungsebene
MS/NS-Ebene	Umspannebene von der Mittelspannung zur Niederspannung
NS-Ebene	Niederspannungsebene
km	Kilometer
kV	Kilovolt (elektr. Spannung)
kvarh	Kilovarstunde (Blindarbeit oder Blindenergie)
kWh	Kilowattstunden
KWK-Umlage	Kraft-Wärme-Kopplungsumlage
lfd.	laufend oder laufende
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
MVA	Megavoltamper (elektr. Scheinleistung)
MW	Megawatt
NNE	Netznutzungsentgelte
Nr.	Nummer
PV	Photovoltaik
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
vNNE	vermiedene Netznutzungsentgelte
VNS	Verteilnetzstudie

ANHANG

Netzkarte zum Ausbau des Stromnetzes in der Vergangenheit

