

**BMWi-Vorhaben „Netzentgelte“ :
Auswertung von Referenzstudien und
Szenarioanalysen zur zukünftigen Entwicklung
der Netzentgelte für Elektrizität**

Studie im Auftrag des

Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)

Projekt Nr. 043/16

Bericht

04.10.2018

Consentec GmbH

Grüner Weg 1
D-52070 Aachen
Tel. +49. 241. 93836-0
Fax +49. 241. 93836-15
E-Mail info@consentec.de
www.consentec.de

in Kooperation mit

**Fraunhofer-Institut für System-
und Innovationsforschung ISI**

Breslauer Straße 48
76139 Karlsruhe
Deutschland
www.isi.fraunhofer.de

Inhalt

Abkürzungen	iii
1 Ziele der Untersuchung und Übersicht über die Berichtsstruktur	1
2 Methodik	2
2.1 Prognosemethodik	2
2.2 Betrachtete Netzbetreiber und Netznutzungsfälle	4
3 Entgeltrelevante Netzkosten und deren Entwicklung	8
3.1 Fokus der Betrachtungen	8
3.2 Übersicht über Netzkosten im Jahr 2017	9
3.3 Abschätzung der zukünftigen Kostenentwicklung	12
3.3.1 Relevanz von Ersatzinvestitionen in bestehende Netzinfrastruktur	12
3.3.2 Investitionen in den Ausbau der Netzinfrastruktur	14
3.3.3 Vermiedene Netzentgelte	17
3.3.4 Kosten durch Engpassmanagement (Einspeisemanagement und Redispatch)	20
3.3.5 Kosten durch Regelleistungsvorhaltung	23
3.3.6 Netzreserve und weitere Kosten	24
3.3.7 Zusammenfassung	25
3.4 Entwicklung umlagerelevanter Mengen	27
3.4.1 Verbrauchsentwicklung im Verteilernetz	27
3.4.2 Eigenversorgung aus PV-Anlagen	29
4 Netzentgelte 2017 und deren regionale Verteilung im Vergleich mit historischen Entgelten	32
4.1 Netzentgelte im Jahr 2017	32
4.2 Entwicklung der Netzentgelte bis 2017	34
5 Künftige Entwicklung der Netzentgelte und deren regionale Verteilung	36
5.1 Übertragungsnetz	36
5.2 Verteilernetze	37
5.2.1 Abschmelzung der vNE gemäß NEMoG	38
5.2.2 Beibehaltung der vNE	42

5.2.3 Einfluss des Kostenanstiegs im Übertragungsnetz auf Netzentgelte in Verteilernetzen	47
5.3 Einfluss der Eigenversorgung auf Verteilernetzentgelte	49
6 Zusammenfassende Schlussfolgerungen	51
Literatur/Quellen	54
A Anhang	59

Abkürzungen

AbLaV	Verordnung zu abschaltbaren Lasten
BKZ	Baukostenzuschuss
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
HS	Hochspannung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MS	Mittelspannung
NE	Netzebene
NEMoG	Netzentgeltmodernisierungsgesetz
NEP	Netzentwicklungsplan
NS	Niederspannung
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
RLM	Registrierende Leistungsmessung
SLP	Standardlastprofil
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
vNE	vermiedene Netzentgelte

1 Ziele der Untersuchung und Übersicht über die Berichtsstruktur

Ziel dieser Untersuchung ist eine Abschätzung der zukünftigen Entwicklung der Netzentgelte bis 2030 für verschiedene Nutzergruppen. Insbesondere soll hierbei auch die erwartete Entwicklung der regionalen Verteilung der Netzentgelte bestimmt werden. Generell wird in der Analyse eine Beibehaltung der bestehenden Entgelt-/Wälzungssystematik unterstellt, sodass verschiedene Veränderungen der Netzentgelte rein aus der Entwicklung bestimmter netzentgeltrelevanter Netzkosten resultieren. Mit dem Netzentgeltmodernisierungsgesetz NEMoG vom 1. Juli 2017 sind Anpassungen verschiedener Regelungen mit Auswirkungen auf die Höhe der Netzentgelte verabschiedet worden. Hierzu gehört auch eine schrittweise Abschmelzung der vermiedenen Netzentgelte (vNE), deren Wirkung im Rahmen der in diesem Bericht dargestellten Untersuchungen bewertet wird. Weitere im NEMoG enthaltene Anpassungen wie die Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte und die separate Behandlung der Kosten für die Offshore-Netzanbindung sind in den hier dokumentierten Untersuchungen noch nicht enthalten. Gleichwohl werden diese Anpassungen aber bei der Erörterung und Bewertung von Handlungsoptionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik, die Gegenstand des Schlussberichts des Vorhabens (Consentec/ISI 2018) sind, berücksichtigt.

In Kapitel 2 wird die Untersuchungsmethodik dargestellt. In Kapitel 3 werden entgeltrelevante Netzkosten und deren prognostizierte künftige Entwicklung erörtert. Das zum Zeitpunkt der Erstellung des Gutachtens im Jahr 2017 geltende und das historische Niveau der Netzentgelte werden in Kapitel 4 und die erwartete künftige Entgeltentwicklung in Kapitel 5 anhand ausgewählter Netznutzungsfälle und Ergebnisbilder dargestellt. Die wesentlichen Erkenntnisse aus den Analysen werden in Kapitel 6 zusammengefasst. Ergebnisse zu weiteren, nicht im Hauptteil des Berichts aufgenommenen Fällen finden sich im Anhang.

2 Methodik

2.1 Prognosemethodik

Die Höhe der Netzentgelte für die Letztverbraucher hängt von den Netzkosten je Netzebene und den umlagerelevanten Mengen (Nettohöchstleistung und Nettoenergiebezüge) je Netzebene ab. Zur Abschätzung der zukünftigen Entwicklung der Netzentgelte ist es also notwendig, die Entwicklung dieser Größen abzuschätzen. Bild 2.1 gibt eine Übersicht über die Bestandteile der angewendeten Methodik zur Prognose der Netzentgeltentwicklung.

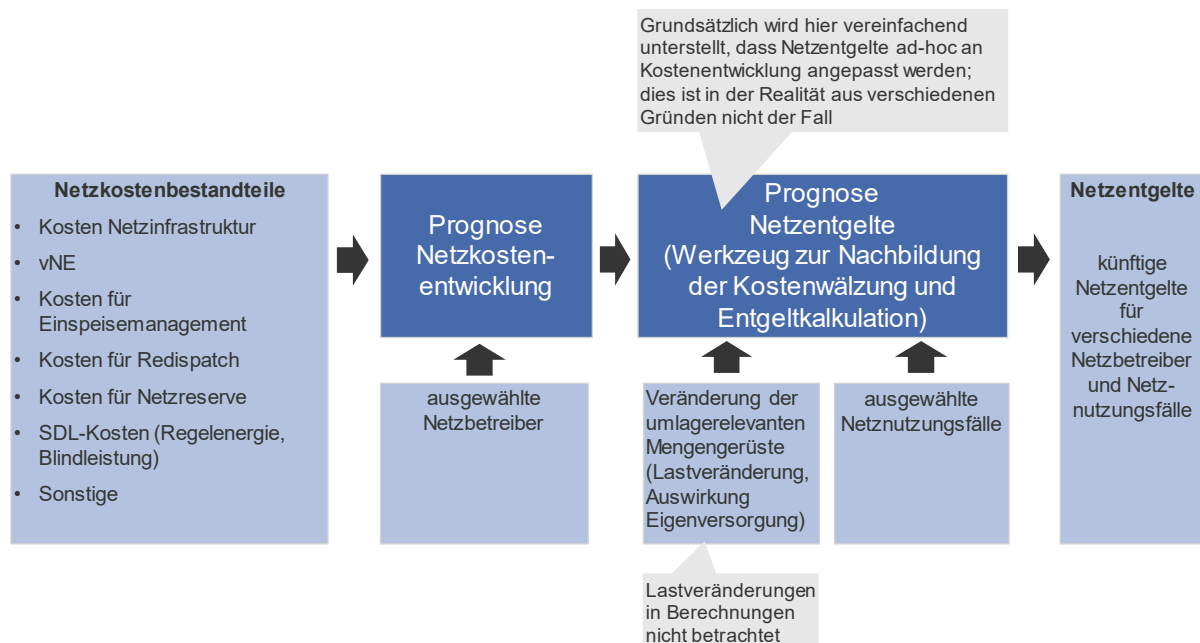


Bild 2.1 Übersicht über die Methodik zur Prognose der Netzentgeltentwicklung (eigene Darstellung)

Die Prognose der Netzentgeltentwicklungen fokussiert auf Veränderungen der Netzkosten (und der umlagerelevanten Mengen). Etwaige Veränderungen sonstiger die Erlösbergrenzen der Netzbetreiber bestimmender Faktoren wie der allgemeine Produktivitätsfaktor, individuelle Effizienzvorgaben oder zugestandene Eigen- und Fremdkapitalrenditen wurden nicht betrachtet. Folglich handelt es sich bei den vorliegenden Analysen im Kern um Ceteris-paribus- Prognosen bei Veränderungen der verschiedenen Netzkostenbestandteile, wobei für die Eigenkapitalrendite von Neuanlagen ein Wert von 6,91 % und für die Fremdkapitalrendite 2,72 % unterstellt

wurde¹. Im ersten Schritt wurde die Entwicklung der Netzkosten prognostiziert. Hierbei wurden die verschiedenen tarifrelevanten Kostenbestandteile differenziert betrachtet. Dies sind insbesondere Kosten für den Ausbau der Netzinfrastruktur (Netzausbau in Form von Leitungen und Stationen zur Erhöhung der Netzkapazität), Zahlungen für „vermiedene Netzentgelte“ (vNE), Kosten für Einspeisemanagement und Redispatch, Kosten für Netzreserve, Systemdienstleistungen und sonstige Kosten (v. a. Netzverlustkosten). Nähere Ausführungen zur Prognose der Netzkosten, zu den verwendeten Daten- und Informationsquellen und den getroffenen Annahmen finden sich in Kapitel 3.

Aufbauend auf der Prognose der Netzkostenentwicklung wurden im zweiten Schritt die künftigen Netzentgelte prognostiziert, und zwar für eine Reihe repräsentativ ausgewählter Netzbetreiber (siehe Abschnitt 2.2). Für die quantitativen Analysen wurde auf ein von Consentec im Rahmen verschiedener einschlägiger Untersuchungen entwickeltes Modellierungswerkzeug zurückgegriffen. In diesem Werkzeug ist das aktuelle System der Netzentgeltkalkulation einschließlich der Kostenwälzung modellhaft, aber in allen wesentlichen Wirkungsmechanismen abgebildet. Auswirkungen auf unterschiedliche Nutzergruppen wurden durch Ermittlung der Entgelte für eine frei parametrierbare Auswahl von ausgewählten Netznutzungsfällen bewertet. Dabei wurde vereinfachend angenommen, dass die Netzentgelte ad-hoc an die Entwicklung der Netzkosten angepasst werden, das heißt die Betrachtung wurde losgelöst von den aktuellen Regulierungsperioden vorgenommen. Etwaige Zeitverzögerungen, die sich aus dem aktuellen Regulierungsrahmen ergeben, werden nicht berücksichtigt. Es wurde letztlich unterstellt, dass die für ein bestimmtes Betrachtungsjahr prognostizierten Kosten (hier insbesondere 2030 relevant) unmittelbar in diesem Jahr vollständig entgeltwirksam sind.

Grundsätzlich sind neben Veränderungen der entgeltrelevanten Netzkosten auch Veränderungen der umlagerelevanten Mengen wie bezogene Leistung und Arbeit (d. h. der Bezugsgrößen der Entgeltkomponenten) für die Entwicklung der Netzentgelte von Bedeutung. Diese umlagerelevanten Mengen bzw. deren Entwicklung wurden im Rahmen der Analysen ebenfalls untersucht (siehe Abschnitt 3.4). In dem hier im Fokus stehenden Zeitbereich bis 2030 werden aller-

¹ Gegen die Festlegungen BK4-16-160; BK4-16-161 haben ca. 1100 Netzbetreiber vor dem Oberlandesgericht Düsseldorf geklagt. Das Oberlandesgericht hat in seiner Entscheidung vom 22.03.2018 die Beschlüsse der Bundesnetzagentur aufgehoben und diese zur Neubescheidung unter Beachtung der Rechtsauffassung des Gerichts verpflichtet.

dings gemäß den meisten diesbezüglichen Studien überwiegend Veränderungen des Stromverbrauchs für einen Großteil der Netzbetreiber im kleinen einstelligen Prozentbereich erwartet, da zusätzlicher Strombedarf durch neue Verbraucher wie Elektromobilität oder Wärmepumpen durch Effizienzsteigerungen bei bestehenden Anwendungen kompensiert wird. Vereinfachend wurde aus diesem Grund für die Prognose der Netzentgelte zunächst von gleichbleibenden Verbrauchsmengen ausgegangen. Zur Abschätzung des gerade auch in der aktuellen Diskussion um die Fortentwicklung des Netzentgeltsystems häufig genannten Einflusses der Eigenversorgung auf die Höhe der Netzentgelte, wurde eine Sensitivitätsbetrachtung durchgeführt, und zwar unter Betrachtung eines Verteilernetzbetreibers (VNB), bei dem relativ große Eigenversorgungsanteile prognostiziert werden (siehe Abschnitt 5.3).

Alle Betrachtungen beziehen sich auf die regelmäßig zu zahlenden Netzentgelte, die derzeit aus Grund-, Leistungs- und Arbeitspreisen bestehen. Daneben gibt es noch Baukostenzuschüsse (BKZ), die als Einmalzahlungen von verbrauchsseitigen Anschlussnehmern an den Netzbetreiber zu entrichten sind und somit die umlagerelevanten Netzkosten verringern. Der Einfluss der BKZ auf die Höhe der umlagerelevanten Netzkosten und damit auf die Netzentgelte ist allerdings sehr gering. Zudem sind nennenswerte Auswirkungen durch die BKZ auf andere Entgeltkomponenten ohnehin nur dann zu erwarten, wenn die Zahl der errichteten Neuanschlüsse sich in der Zukunft deutlich von der bisherigen unterscheiden würde. Deshalb werden BKZ im Rahmen der Analysen nicht explizit betrachtet. Jegliche sonstigen netznahen Entgelte und Abgaben, also die Offshore-Haftungsumlage nach § 17f EnWG, die Umlage aufgrund der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten nach § 18 AbLaV und die Konzessionsabgaben wurden nicht betrachtet. Gleiches gilt auch für die Entgelte für den Messstellenbetrieb, die EEG-Umlage und die KWK-Umlage. Die bundesweite Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV wurde im Rahmen der Entgeltmodellierung nicht berücksichtigt.

Bei allen Preisangaben handelt es sich um Nettopreise (also ohne Mehrwertsteuer).

2.2 Betrachtete Netzbetreiber und Netznutzungsfälle

Betrachtete Netzbetreiber

Um ein umfassendes Bild der aktuellen und künftigen Netzentgeltsituation zu erhalten, könnte grundsätzlich versucht werden, sämtliche Netzbetreiber Deutschlands zu betrachten. Mit Blick auf das Ziel der Analysen – eine Abschätzung der zukünftigen Entwicklung der Netzentgelte

bis 2030 insbesondere auch mit Blick auf die erwartete Entwicklung der regionalen Verteilung der Netzentgelte – ist eine solch vollständige Betrachtung aller Netzbetreiber allerdings nicht erforderlich; vielmehr ist eine Betrachtung ausgewählter Netzbetreiber ausreichend, sofern die Kriterien für deren Auswahl geeignet gewählt sind (siehe unten). Im Rahmen der durchgeführten Prognosen der Netzentgelte wurden letztlich Abschätzungen der zukünftigen Entwicklung der Netzentgelte bis 2030 für die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und die in Bild 2.2 dargestellten VNB durchgeführt

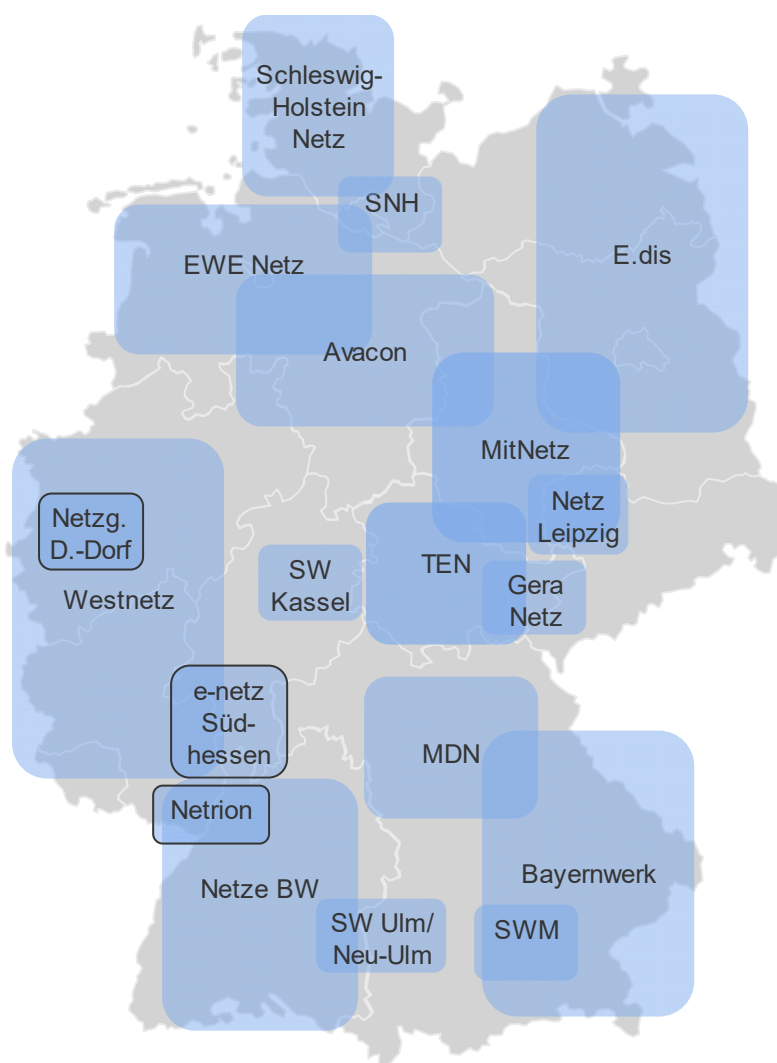


Bild 2.2 Betrachtete Verteilernetzbetreiber

Der Auswahl der betrachteten VNB liegen in Abstimmung mit dem BMWi und der Bundesnetzagentur (BNetzA) folgende Kriterien zu Grunde:

- Innerhalb jeder der vier deutschen Regelzonen (ÜNB) sollte mindestens je ein städtischer und ein ländlicher VNB betrachtet werden.
- Die Bandbreite der Netzentgelte im Jahr 2017 sollte möglichst vollständig abgedeckt werden. Um dies zu erreichen, wurde bei der Auswahl der VNB ein aktueller Preisvergleich des VIK (VIK 2016) herangezogen.
- Die Regionen Ost/West und Nord/Süd sollten möglichst gleichmäßig abgedeckt werden.
- Es sollte eine möglichst große Bandbreite im Hinblick auf den erwarteten Zubau an EE-Anlagen v. a. mit Blick auf Windenergieanlagen und PV-Anlagen betrachtet werden. Um dies zu erreichen, wurde analysiert, in welchen Gebieten gemäß den in der Verteilernetzstudie des BMWi (E-Bridge et al. 2014) benannten EE-Ausbauszenarien besonders viel und in welchen besonders wenig EE-Zubau erwartet wird.

Ausgewählte Netznutzungsfälle

Zur besseren Vergleichbarkeit der Ergebnisse werden als Vergleichsmaßstab nicht einzelne Entgeltkomponenten (Arbeitspreis, Leistungspreis, Grundpreis), sondern die jährlich zu zahlenden Netzentgelte für bestimmte Netznutzungsfälle herangezogen. In Abstimmung mit dem Auftraggeber werden die nachfolgend aufgeführten Netznutzungsfälle betrachtet, wobei unterschieden wird nach Standardlastprofilkunden (SLP-Kunden), deren Anschluss generell im Niederspannungsnetz liegt (Tabelle 2.1), und nach Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden) und Anschluss in den Ebenen Nieder- bis Höchstspannung (Tabelle 2.2).

Kundentyp	Jahresverbrauch (kWh)	Benutzungsstunden (h)	Zeitungleiche Jahreshöchstleistung (kW)	Beispiel für Kundentyp
Haushalt	3.500	–	–	Haushalt
Kleingewerbe	50.000	–	–	Büroähnliche Betriebe

Tabelle 2.1 Betrachtete Standardlastprofil-Kundentypen

Kundentyp	Jahresverbrauch (kWh)	Benutzungsstunden (h)	Zeitungleiche Jahreshöchstleistung (kW)	Beispiel für Kundentyp
Netzebene 7 (NS)				
mit mittleren Benutzungsstunden	75.000	1.800	42	Baugewerbe, Herstellungsbetriebe
Netzebene 5 (MS)				
mit hohen Benutzungsstunden	24.000.000	6.000	4.000	Nahrungsmittelgewerbe/-produktion
mit niedrigen Benutzungsstunden	5.000.000	1.600	3.125	Großes Büro-/Verwaltungsgebäude
Netzebene 3 (HS)				
mit hohen Benutzungsstunden	100.000.000	6.000	16.667	Chemiewerk
Netzebene 1 (HöS)				
mit hohen Benutzungsstunden	900.000.000	6.000	150.000	Chemiepark oder Aluminiumwerk
mit hohen Benutzungsstunden (individuelle Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV)	1.125.000.000	7.500	150.000	Chemiepark oder Aluminiumwerk

Tabelle 2.2 Betrachtete Kundentypen mit registrierender Leistungsmessung (RLM)

Um die Ausführungen zu den Prognoseergebnissen überschaubar zu halten, werden die in Kapitel 4 und Kapitel 5 dargestellten Entgelte anhand ausgewählter Netznutzungsfälle eingehend erläutert; diese sind in Tabelle 2.1 und Tabelle 2.2 rot markiert. Mit dem genannten Haushaltskunden wird ein typischer Fall eines Netznutzers aus der untersten Netzebene betrachtet, und mit dem Industriekunden mit Hochspannungsanschluss wird ein Beispiel für Industriekunden mit besonders hohen Verbräuchen und Bezugsleistungen sowie Anschluss in der obersten Verteilernetzebene gegeben. Die Entwicklung der Netzentgelte für Netznutzer mit Anschluss in der Mittelspannungsebene liegt zwischen diesen beiden Fällen. Ergänzend wird noch ein sehr großer Industriekunde mit Direktanschluss an das Übertragungsnetz betrachtet. Anhand dieses Falls können die Netzentgeltveränderungen, die auf Kostenveränderungen in der Übertragungsebene zurückzuführen sind, gut separat aufgezeigt werden. Letztlich können anhand dieser drei Fälle alle wesentlichen Netzentgeltveränderungen in kompakter Form dargestellt werden. Ergebnisdarstellungen zu den übrigen Netznutzungsfällen finden sich im Anhang.

3 Entgeltrelevante Netzkosten und deren Entwicklung

3.1 Fokus der Betrachtungen

Ausgangspunkt für die Bestimmung des zukünftigen Netzentgelt-niveaus der betrachteten Netzbetreiber ist die Analyse relevanter bestehender Netzkosten sowie deren Entwicklung bis 2030. Dazu wurden Daten von der BNetzA zur Verfügung gestellt, die bei der Bestimmung der derzeitigen Netzentgelte zugrunde gelegt werden. Für die Bestimmung der aktuellen Kosten werden Daten genutzt, die in die aktuellen Erlösobergrenzen der Netzentgelte einfließen und sich damit direkt auf die Netzentgelte auswirken (BNetzA Kosten 2015 - 2017).

Darüber hinaus werden weitere Daten durch die BNetzA erhoben, die im Rahmen der Monitoringberichte der Bundesnetzagentur als auch der Quartalsberichte zur Netz- und Systemsicherheit verwendet werden (BNetzA Monitoring 2017, 5. Energiewendebericht, 3. Quartalsbericht 2015). Diese Daten beschreiben die aktuelle Entwicklung insbesondere für die Bereiche Redispatch, Einspeisemanagement, und Netzreserve. Es handelt sich bei den Werten kostenseitig um Schätzungen der Netzbetreiber auf der Grundlage von durchgeführten Maßnahmen, die im jeweiligen Zeitraum angefallen sind. Die dort ermittelten und abgeleiteten Kosten sind in der Regel vorläufig und gehen in der Regel erst zeitverzögert in die Netzentgelte ein oder werden zunächst als Plan-Zahlen angesetzt und in den nachfolgenden Jahren auf Basis der tatsächlichen Kosten angepasst. Vor diesem Hintergrund werden für die Darstellung der aktuellen Kosten – sofern Daten vorhanden sind – Angaben verwendet, die direkt in die Bestimmung der Erlös-obergrenze einfließen. Diese können daher von Angaben, die sich in den Monitoringberichten der BNetzA (BNetzA Monitoring 2017, 5. Energiewendebericht, 3. Quartalsbericht 2015) befinden, abweichen.

Für die Fortschreibung der für die Netzentgelte relevanten Kosten werden verschiedene Szenario-Studien insbesondere zum Netzausbau ausgewertet. Netzfremde Kostenpositionen, die zusammen mit den Netzentgelten erhoben werden, wie u. a. die Konzessionsabgabe, werden dabei nicht betrachtet. Darauf aufbauend werden für folgende entgeltrelevante Netzkostenbestandteile Abschätzungen über die zukünftige Entwicklung durchgeführt:

- Investitionen in Infrastruktur auf Übertragungs- und Verteilernetzebene, inkl. Mehrkosten durch Erdverkabelung,
- Kosten durch Zahlung von vNE an Erzeuger im Verteilernetz,
- Engpassmanagementkosten durch Einspeisemanagement und Redispatch,

- Kosten durch die Netzreserve, durch die Sicherheitsbereitschaft von Braunkohlekraftwerken und durch die Kapazitätsreserve,
- Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung,
- weitere durch die Netzentgelte finanzierte Kosten (Verlustenergie, Blindleistung)²

Neben den netzentgeltrelevanten Kosten sind für die Höhe der spezifischen Netzentgelte auch die netzentgeltrelevanten Strommengen von Bedeutung, auf die sämtliche Kosten verteilt werden. Eine überschlägige Abschätzung ergibt, dass die Reduktion der Stromnachfrage durch Effizienzverbesserungen durch neue Verbraucher wie Wärmepumpen und Elektromobilität kompensiert wird. Für die Ermittlung der zukünftigen Netzentgelte wird daher eine konstante Stromnachfrage angenommen. Eine detaillierte Abschätzung erfolgt in diesem Bericht zur Entwicklung der selbstverbrauchten Strommengen (Eigenversorgung), da hier eine größere Dynamik in den kommenden Jahren erwartet wird.

3.2 Übersicht über Netzkosten im Jahr 2017

Übertragungsnetze

Zunächst erfolgt eine Auswertung der aktuellen Netzkosten, die im Rahmen der Entgeltermittlung zu Grunde gelegt werden. Durch einen zeitlichen Verzug bei der Abrechnung der Kosten sowie durch Verrechnungen von im Voraus geplanten Kosten können diese Kostenangaben von Angaben aus dem Monitoringberichtswesen der Bundesnetzagentur abweichen. Um eine Vermischung dieser beiden Berichtswesen zu vermeiden, werden die Kostenangaben aus den Monitoringberichten im Anschluss dargestellt.

Es zeigt sich, dass von den in Abschnitt 3.1 beschriebenen Kosten für die Übertragungsnetze in 2017 die Engpasskosten am höchsten ausfielen. So wiesen die Plandaten der ÜNB für 2017 Kosten für Einspeisemanagement von insgesamt ca. 626 Mio. Euro aus (siehe Tabelle 3.1). Etwas geringer fielen die geplanten Kosten für Redispatch mit 380 Mio. Euro aus.

² Weitere Kostenpositionen mit geringem finanziellem Volumen werden nicht detailliert betrachtet (u. a. Vergütungen für flexible Lasten nach der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) bzw. Integration von KWK-Anlagen in den Redispatch nach § 13 Abs. 6a EnWG „Nutzen statt Abregeln“).

	50Hertz	TenneT	Amprion	TransnetBW	Total
	in Mio. Euro				
Regelleistung ³	50	75	89	32	246
Einspeisemanagement Plan-Kosten 2017	146	480	0	0	626
Einspeisemanagement IST-Kosten 2015 und Verrechnung	145	418	0	0	563
Redispatch Kosten 2017	205	173	2	0	380

*Tabelle 3.1 Höhe angefallener Netzkosten für den Systembetrieb der ÜNB in 2017
(Quelle: Datenbereitstellung durch BNetzA Kosten 2015 - 2017)*

Die dargestellten Kosten gehen in die Kalkulation der Netzentgelte ein, wobei dies in der Vergangenheit bei den Kosten für das Einspeisemanagement erst zeitverzögert erfolgte. So waren in den Netzentgelten für 2016 die Ist-Kosten des Einspeisemanagements aus 2014 berücksichtigt. Für die Kalkulation der Netzentgelte für 2017 wurde dies angepasst, sodass jetzt die Plan-Kosten für das Einspeisemanagement des jeweils aktuellen Jahres berücksichtigt werden. Für eine Übergangszeit von zwei Jahren müssen zusätzlich auch die Ist-Kosten des vorletzten Jahres bei der Netzentgeltbestimmung mitberücksichtigt werden. Die in den Netzentgelten für 2017 enthaltenen Kosten für Einspeisemanagement der ÜNB liegen mit 1.189 Mio. Euro deutlich höher als die in 2017 angefallenen Kosten für das Einspeisemanagement (siehe Tabelle 3.2). Ihr Anteil an den Gesamtkosten der ÜNB, deren Erlösbergrenzen in Summe bei 5.211 Mio. Euro liegen, macht damit ca. 23 % in 2017 aus.

³ Wert nach Mitteilungspflichten § 28 Nr. 1 ARegV. Wert bezieht sich auf 2016 und wurde für 2017 eingefroren (da für 2017 aufgrund von Datenproblemen keine Angaben verfügbar waren).

	50Hertz	TenneT	Amprion	TransnetBW	Total
	in Mio. Euro				
Erlösobergrenze	1.277	2.237	1.179	518	5.211
<i>darin enthalten</i>					
Einspeisemanagement (in Erlösobergrenze der ÜNB für 2017 enthalten) – Ist-Kosten 2015 + Plan- Kosten 2017	291	898	0	0	1.189
Summe Regelleistung, Redispatch (siehe Tabelle 3.1)	255	248	91	32	626
Verbleibende Kosten (u.a. Infrastruk- tur- und sonstige Netzbetriebskosten)	731	1.091	1.088	486	3.396

*Tabelle 3.2 Erlösobergrenzen der ÜNB in 2017 und relevante Netzkosten
(Quelle: Datenbereitstellung durch BNetzA Kosten 2015 - 2017)*

Verteilernetze

Die Kosten im Verteilernetz umfassen vor allem Kapitalkosten aus den Investitionen in Netzbetriebsmittel, soweit diese noch nicht abgeschrieben sind⁴, und Betriebskosten durch den Netzbetrieb und damit verbundene Prozesse wie die Beschaffung von Verlustenergie. Die Summe der Netzkosten im Verteilernetz lag über sämtliche Verteilernetzbetreiber bei ca. 17,9 Mrd. Euro in 2015 (Löschel et al. 2016). Entgeltzahlungen von nachgelagerten an vorgelagerte Netzbetreiber sind darin nicht enthalten. Für die Fortschreibung der Höhe der Netzentgelte sind insbesondere Kosten von Relevanz, die sich im Zeitbereich bis 2030 deutlich verändern können. Dies betrifft im Wesentlichen zusätzliche Investitionen in die Verteilernetze (siehe hierzu Abschnitt 3.3.2), Zahlungen für vNE und Kosten für das Einspeisemanagement. Im Rahmen der dargestellten Entwicklungen der Netzentgelte bis 2030 wird folglich unterstellt, dass die sonstigen Kosten konstant bleiben.

Die Zahlungen für vNE machen 2017 insgesamt 2.787 Mio. Euro aus (siehe Tabelle 3.3). In den Verteilernetzen sind für das Einspeisemanagement für das Jahr 2017 Kosten von ca. 70 Mio. Euro angefallen, die sich auf wenige Netzbetreiber konzentrieren. Die Schätzung basiert auf einem Anteil von 10 % der gesamten Einspeisemanagementkosten, die durch Engpässe

⁴ Über Abschreibungen werden die Investitionen in Netzbetriebsmittel auf die voraussichtliche Nutzungsdauer verteilt und damit in jährliche Kosten umgerechnet, die dann als Kosten in die Berechnung der Netzentgelte eingehen.

in Verteilernetzen in 2016 hervorgerufen wurden. In größerem Umfang ist aufgrund von Engpässen im Verteilernetz Einspeisemanagement u. a. bei den VNB Schleswig-Holstein Netz, E.Dis, MitNetz und Avacon notwendig.

in Mio. Euro/a	2015	2017
Vermiedene Netzentgelte (vNE)	1.820	2.787
Einspeisemanagement Verteilernetz	53	70

Tabelle 3.3 Höhe entgeltrelevanter Kosten der VNB in 2015 und 2017

(Quelle: Datenbereitstellung durch BNetzA Kosten 2015 - 2017; VNB-Angaben: eigene Schätzung auf Basis der Quartalsberichte zur Systemsicherheit, Angaben der BNetzA zu Beispielnetzbetreibern)

3.3 Abschätzung der zukünftigen Kostenentwicklung

3.3.1 Relevanz von Ersatzinvestitionen in bestehende Netzinfrastruktur

Eine wesentliche Aufgabe der Netzbetreiber besteht darin, die bestehende Netzinfrastruktur – unabhängig von Investitionen in den Ausbau – sukzessive zu erneuern, um einen zuverlässigen Netzbetrieb dauerhaft gewährleisten zu können. Die hierfür erforderlichen Erneuerungsmaßnahmen führen zu einer Zunahme der Kapitalkosten, da Erneuerungsmaßnahmen in der Regel investive Maßnahmen sind. Gleichzeitig führen Abschreibungen bestehender Betriebsmittel zu Senkungen der Kapitalkosten, und zwar insbesondere dann, wenn Netzanlagen über ihre Abschreibungsdauer hinaus im Betrieb bleiben, was in aller Regel der Fall ist.

Die Altersstruktur der bestehenden Netzinfrastruktur weist von Netzbetreiber zu Netzbetreiber mehr oder weniger große Unterschiede auf. Dies hat zur Folge, dass sich die Kapitalkosten, die mit dem Netzbestand und dessen Erneuerung verbunden sind, unterschiedlich entwickeln. Dabei hängt die Entwicklung dieser Kapitalkosten nicht nur von der Altersstruktur des Netzes an sich ab, sondern auch von der je nach Netzbetreiber gewählten unterschiedlichen Erneuerungsstrategie.

In der Diskussion über die u. a. regionale Entgeltspreizung für Letztverbraucher wird teilweise angeführt, dass die bestehenden Netze in Ostdeutschland vielfach signifikant jünger seien als die Netze in Westdeutschland, was auf umfangreiche Erneuerungstätigkeiten in den östlichen

Bundesländern in den 1990er Jahren nach der Wiedervereinigung Deutschlands zurückzuführen sei. Würden nun die Netze in Westdeutschland schrittweise erneuert, würden die Netzentgelte dort relativ zu Ostdeutschland ansteigen.

Auf Basis den Gutachtern vorliegenden exemplarischen Altersstrukturinformationen einzelner, allerdings nicht repräsentativer Netzbetreiber werden Abschätzungen zum Einfluss dieses Effekts vorgenommen. Diese Altersstrukturen zeigen, dass der Netzbestand bei Netzbetreibern in östlichen Bundesländern tendenziell jünger ist als bei Netzbetreibern in westlichen Bundesländern, jedoch je nach Netzebene auch bei Ostunternehmen ein nennenswerter Teil des Netzbestandes bereits vor 1990 errichtet wurde. Diese Beobachtung wird untermauert durch Informationen über den Abschreibungsgrad je Netzebene, den die BNetzA zu einigen der betrachteten Verteilnetzbetreiber zur Verfügung stellen konnte.

Zur Abschätzung der quantitativen Auswirkungen der Altersstruktur auf die Höhe und Entwicklung der Netzentgelte werden im Folgenden Extrembeispiele von Netzbetreibern betrachtet, aus deren Altersstrukturen sich *maximal* realistische Kapitalkostenveränderungen ergeben würden.

Unterstellt man, dass Netzbetreiber mit vergleichsweise junger Netzstruktur (tendenziell Ostunternehmen) im Extremfall in einzelnen Netzebenen innerhalb der nächsten ca. 15 Jahre überhaupt keine Erneuerungsmaßnahmen durchführen (müssen), so können die entgeltrelevanten Kapitalkosten um bis zu 40-50 % abnehmen. Bei Netzbetreibern mit besonders altem Netzbestand (tendenziell Westunternehmen) können diese Kosten aufgrund des großen Umfangs an erforderlichen Erneuerungsmaßnahmen im Extremfall in einzelnen Netzebenen innerhalb von ca. 15 Jahren um bis zu 50 % zunehmen. Unterstellt man in Orientierung an Fällen aus der Praxis, dass die Kapitalkosten einen Anteil von etwa 50 % an den gesamten netzentgeltrelevanten Kosten ausmachen, ergibt sich für die Unternehmen mit heute jungem Netzbestand aufgrund dieses Effektes eine Abnahme der Netzentgelte um bis zu 25 % und umgekehrt bei Unternehmen mit besonders altem Netzbestand eine Zunahme um bis zu 25 %. Tendenziell werden die Auswirkungen im Durchschnitt jedoch deutlich unter diesen Extremwerten liegen.

Bei den folgenden Abschätzungen zur Höhe und Verteilung der Netzentgelte wird der Einfluss von Unterschieden in der Altersstruktur und damit Unterschieden im Reinvestitionsvolumen nicht explizit betrachtet. Implizit wird somit angenommen, dass die Kapitalkosten und der Ab-

schreibungsgrad bei jedem Netzbetreiber gleichbleiben. Für die Berechnungen wird davon ausgegangen, dass ein Sinken der Abschreibungen auf den Kapitalbestand durch Kapitalkosten auf Ersatzinvestitionen wieder kompensiert wird.

3.3.2 Investitionen in den Ausbau der Netzinfrastruktur

3.3.2.1 Übertragungsnetze

Für die Entwicklung der Kosten für den Ausbau der Übertragungsnetze werden die Zahlen aus den 1. Entwürfen der ÜNB für die Netzentwicklungsplanung Onshore und Offshore mit dem Zieljahr 2030 (NEP und O-NEP 2017-2030) verwendet. Der zeitliche Verlauf des Netzausbaus und damit auch das Anfallen der ermittelten Investitionen wird vereinfachend als gleichmäßig über den Betrachtungszeitraum angenommen. Für den NEP-Entwurf ermitteln die Netzbetreiber nach anerkannten Netzplanungsgrundsätzen den Netzausbedarf, der in den verschiedenen Szenarien notwendig ist, um einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb zu gewährleisten. Das Ausbauziel für die erneuerbaren Energien umfasst im zugrunde gelegten 1. Entwurf des NEP 2017 – 2030 eine Größenordnung von ca. 50 % Anteil am Bruttostromverbrauch. Im Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung ist eine Anhebung des Ausbaukorridors auf 65 % in 2030 in Aussicht gestellt, sofern die Aufnahmefähigkeit der Netze dies zulässt. Zusätzlich ist zu beachten, dass mit dem NEMoG die Kosten für die Offshore-Anbindungen ab 2019 nicht mehr Teil der Netzkosten sind, sondern über eine Offshore-Umlage finanziert werden.

Der 1. NEP-Entwurf 2017-2030 sieht Netzverstärkungen von 7.600 Trassenkilometern (Szenario A) bis zu 8.500 Trassenkilometern (Szenario C) vor. Hinzu kommt der Ausbau neuer Leitungstrassen im Umfang von 3.800 km (davon ca. 2.600 km Hochspannungsgleichstromübertragung sogenannte HGÜ-Verbindungen). Das Gesamtinvestitionsvolumen gemäß 1. Entwurf des NEP 2017-2030 beträgt 34 bis 36 Mrd. Euro bis 2030⁵. Darin enthalten sind 6 Mrd. Euro für das Startnetz⁶. Hierbei wird angenommen, dass die neuen HGÜ-Leitungen zu 100 % als

⁵ Neueste Kostenschätzungen aus dem 2. ÜNB-Entwurf des NEP 2017-2030 zeigen 32-34 Mrd. Euro Investitionen onshore bis zum Jahr 2030. Bei Berücksichtigung der Nicht-Bestätigungen von Maßnahmen durch die BNetzA sind Beträge zwischen 30 und 33 Mrd. Euro zu Grunde zu legen.

⁶ Startnetz: Umfasst das bestehende Netz und in der Umsetzung befindliche Maßnahme, die als verbindlich angesehen werden (insbesondere Maßnahmen im EnLAG bzw. genehmigte Vorhaben)

Kabel verlegt werden. Für Wechselstrom-Vorhaben wird eine Realisierung als Freileitung unterstellt. Für eine begrenzte Anzahl an Wechselstrom-Pilotprojekten ist ebenfalls eine Realisierung als Kabel grundsätzlich möglich. Dafür anfallende Mehrkosten sind in den dargestellten Investitionen nicht berücksichtigt. Für die in den nachfolgenden Kapiteln dargestellte Abschätzung der Entwicklung der Netzentgelte wird der Investitionsbedarf für das Transformationsszenario (Szenario B) im 1. NEP Entwurf 2017-2030 in Höhe von 35 Mrd. Euro herangezogen, das den Zeitraum bis 2030 umfasst. Um die Fortschreibung der Netzentgelte ab 2017 abzubilden, wird der Anteil der bereits bis 2017 realisierten Maßnahmen aus dem 1. NEP-Entwurf 2017-2030 mit ca. 5 Mrd. Euro abgeschätzt. Für noch zu erwartende Investitionen, die sich kostensteigernd auf das Netzentgeltniveau 2017 auswirken, wird daher ein Wert von ca. 30 Mrd. Euro zu Grunde gelegt (Zeitraum 2017-2030). Darin enthalten sind bereits die geplanten Kosten einer Erdverkabelung mit einer Länge von ca. 2.300 km (u. a. Suedlink). Die Mehrkosten für die Erdverkabelung werden im Zeitraum bis 2030 mit ca. 9 Mrd. Euro bzw. einem Faktor 5 gegenüber Freileitungen abgeschätzt.

Weitere bisher entgeltsteigernde Investitionen resultieren aus dem Offshore-Netzausbau. Diese Kosten werden ab 2019 jedoch nicht mehr direkt über die Netzentgelte finanziert, sondern sind dann Bestandteil einer Offshore-Umlage, die auf sämtliche Netznutzer verteilt wird. Dieser Investitionsbedarf für den Offshore-Netzausbau wird im 1. Entwurf des O-NEP 2030 auf insgesamt 16 Mrd. Euro bis 2030 beziffert. Auch hier werden die bereits bis 2017 realisierten Maßnahmen abgeschätzt, ihr Anteil beträgt ca. 4 Mrd. Euro. Entgeltsteigernd wirken im Verhältnis zum Netzentgeltniveau 2017 somit Investitionen von ca. 12 Mrd. Euro, die im Zeitraum von 2017 bis 2030 anfallen. Eine exakte Abgrenzung der Kosten ist insbesondere für Maßnahmen, die in 2017 umgesetzt wurden, nur mit Unsicherheiten möglich. Grundsätzlich umfassen die Angaben im Netzentwicklungsplan keine bereits realisierten Maßnahmen.

Im Rahmen der Analysen wird davon ausgegangen, dass die durchschnittlichen Abschreibungsdauern der Leitungen onshore 35 Jahre und offshore 20 Jahre betragen. Weiter wird auf Basis der von der BNetzA für entsprechende Investitionsmaßnahmen festgelegten Pauschalen angenommen, dass die Betriebskosten onshore 0,8 % des Investitionswerts und offshore 3,4 % des Investitionswerts betragen. In den Analysen werden die von der BNetzA 2016 neu festgelegten Eigenkapitalzinssätze von 6,91 % berücksichtigt. Angesichts des seit längerer Zeit niedrigeren Zinsniveaus werden Fremdkapitalzinsen in Höhe von 2,72 % angesetzt.

Unter Berücksichtigung dieser Werte ergeben sich Annuitätenfaktoren von 0,0834 für Onshore-Investitionen der ÜNB und 0,1309 für Offshore-Investitionen. Das bedeutet, dass für je einhundert Euro Onshore-Investitionen jährliche Kosten in Höhe von 8,34 Euro anfallen, die über die Netzentgelte refinanziert werden. Für je einhundert Euro Offshore-Investitionen ergeben sich jährliche Kosten von 13,09 Euro. Über die Abschreibungsdauer fallen für getätigte Investitionen dann die dargestellten jährlichen Kosten als zusätzliche Netzkosten an (siehe Tabelle 3.4).

In Mio. Euro/a	2015	2017	2025	2030
Ausbau an Land			1.460	2.502
<i>davon Kabelmehrkosten</i>			440	751
Offshore			916	1.571

Tabelle 3.4 Zusätzliche jährliche Netzkosten durch Investitionen im Übertragungsnetz an Land und Offshore (Quelle: eigene Abschätzungen auf Basis 1. Entwurf NEP 2017-2030)

3.3.2.2 Verteilernetze

Für den zu erwartenden Netzausbau in den Verteilernetzen wird auf Ergebnisse aus der BMWi-Verteilernetzstudie zurückgegriffen (Quelle: BMWi Verteilernetzstudie, E-Bridge et al. 2014). Es werden die Zahlen für das Szenario EEG 2014 verwendet, das die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung, wie im EEG 2014 enthalten, abbildet. Das Ausbauszenario der erneuerbaren Energien für die Verteilernetzstudie unterscheidet sich etwas von den Annahmen für den 1. Entwurf des NEP 2017-2030, da in der Verteilernetzstudie im Szenario EEG 2014 ein etwas geringerer Ausbau der PV unterstellt wird als im Szenario B des 1. Entwurfs des NEP 2017-2030.

Bei konventionellem Netzausbau wird hier für den Zeitraum 2013 bis 2022 ein Investitionsvolumen von 15,4 Mrd. Euro und für den Zeitraum 2023 bis 2032 von nochmals ca. 7,6 Mrd. Euro ausgewiesen (Szenario EEG 2014). Der größere Teil der Investitionen wird damit bereits bis 2022 erwartet. Der Anstieg der jährlichen Zusatzkosten ist danach etwas geringer.

Der Annuitätenfaktor beträgt wie bei den Onshore-Investitionen der ÜNB 0,0834, sodass sich bis 2030 jährliche Zusatzkosten von 1,5 Mrd. Euro ergeben, wenn die bereits realisierten Investitionen bis 2017 von den Gesamtinvestitionen abgezogen werden (siehe Bild 3.1). Dies entspricht einem geschätzten Investitionsvolumen von ca. 18 Mrd. Euro, die von 2017 bis 2030 in die Verteilernetze investiert werden.

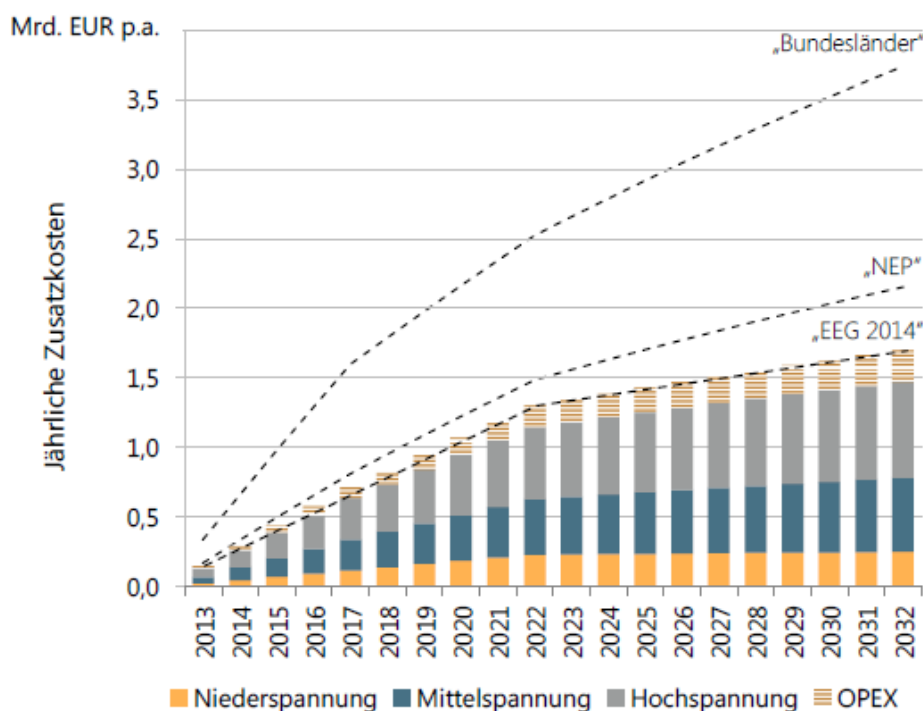


Bild 3.1 Entwicklung der jährlichen Zusatzkosten in Verteilernetzen nach Szenarien EEG2014, NEP und Bundesländer⁷ (Quelle: BMWi Verteilernetzstudie, E-Bridge et al. 2014)

Das Investitionsvolumen verteilt sich auf die unterschiedlichen Spannungsebenen und ist in der Hochspannung mit ca. 45 % am höchsten. Die Anteile in der Nieder- und Mittelspannung betragen etwa 20 % bzw. 35 %. Es wird angenommen, dass zusätzliche Leitungen in der Hochspannungsebene ausschließlich als Erdkabel realisiert werden. Diese Verkabelung ist ein maßgeblicher Kostenfaktor: Zwei Drittel der Kosten für Netzausbau in der Hochspannungsebene werden durch Verkabelung getrieben und machen damit etwa ein Drittel der gesamten Ausbaukosten aus (E-Bridge et al. 2014).

3.3.3 Vermiedene Netzentgelte

Erzeuger in der Hochspannung und in den darunterliegenden Netzebenen haben in der Vergangenheit ein Entgelt für ihre Einspeisung erhalten, das sich an den eingesparten Netzentgeltzahlungen an höhere Netzebenen orientiert hat, die durch die Einspeisung vermieden wurden.

⁷ BMWi Verteilernetzstudie betrachtet neben dem Szenario EEG 2014 noch zwei weitere Szenarien („NEP“ und „Bundesländer“), die sich im Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2032 unterscheiden (EEG 2014 ca. 128 GW, NEP ca. 139 GW und Bundesländer ca. 206 GW)

Diese vermiedenen Netzentgelte sind über die regulären Netzentgelte der jeweiligen Netzebenen refinanziert worden, indem die Zahlungen an Einspeiser bei den Netzkosten mitberücksichtigt wurden. Diese Regelung ist durch das Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) in 2017 angepasst worden, indem Zahlungen an Einspeiser nur noch für konventionelle Bestandsanlagen und nicht volatile EEG-Anlagen gewährt werden und bei Neuanlagen ein Abschmelzen der Zahlungen vorgesehen ist. Die Kosten werden daher zum einen nach der aktuellen Rechtslage sowie nach der Rechtslage vor dem NEMoG dargestellt.

Die Zahlungen für vNE lagen nach Angaben der BNetzA im Jahr 2015 bei 1.820 Mio. Euro, davon entfielen 842 Mio. Euro auf EEG-Anlagen und 978 Mio. Euro auf konventionelle Anlagen, von denen wiederum der größte Anteil (685 Mio. Euro) an KWK-Anlagen gezahlt wurde (BNetzA 2015, EEG 2016). In 2016 ist das Volumen sämtlicher Netzbetreiber aufgrund eines gestiegenen Niveaus der Netzentgelte insgesamt und wegen eines weiteren Zubaus bei den erneuerbaren Energien auf ca. 2.000 Mio. Euro angestiegen, und in 2017 weiter auf ca. 2.800 Mio. Euro (BNetzA Kosten 2015 - 2017).

Für die Schätzung der zukünftigen Entwicklung der vNE wird auf Basis des Volumens für 2016 und 2017 die Höhe der vNE 2025 und 2030 für die betrachteten Beispielnetsbetreiber berechnet. Dazu werden aktuelle Daten der BNetzA für 2016 bzw. 2017, der EE-Zubau laut BMWi-Verteilernetzstudie (E-Bridge et al. 2014) sowie fortgeschriebene Netzentgelte für 2025 und 2030 zugrunde gelegt. Anhand der so bestimmten Kostengrößen wird anschließend das Gesamtvolumen für alle Netzbetreiber Deutschlands hochgerechnet.

Als Variante neben der Abschätzung der aktuellen Regelung nach NEMoG wird auch eine Fortschreibung der Rechtslage vor NEMoG betrachtet (Beibehaltung der vNE für konventionelle und erneuerbare Erzeugungsanlagen (siehe auch Abschnitt 5.2.2)). Die aktuelle Rechtslage sieht nach dem im Juli 2017 in Kraft getretenen Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (NEMoG) vor, dass ein Abschmelzen der vNE für volatile EEG-Anlagen im Bestand ab 2018 in drei jährlichen Stufen erfolgt. Ein Abschmelzen für konventionelle Bestandsanlagen ist nicht vorgesehen. Für neue Anlagen werden keine vNE gewährt, wobei der Zeitpunkt für den Beginn dieser Regelung für volatile EEG-Anlagen zum 01.01.2018 und für konventionelle und nicht volatile EEG-Anlagen zum 01.01.2023 festgelegt ist.

Als Kostenbasis der Netzentgelte wird jeweils das Jahr 2016 herangezogen, da die Preisblätter dieses Jahres durch das NEMoG als Obergrenze festgelegt werden. Die Ergebnisse der Schätzung der Kosten der betrachteten Varianten sind in Tabelle 3.5 dargestellt.

Bei Berücksichtigung des aktuell (nach NEMoG) geltenden Rechtsrahmens wird geschätzt, dass die vNE bereits kurzfristig durch das Abschmelzen bei den volatilen EEG-Bestandsanlagen sinken und bis 2025 weiter auf ca. 1.300 Mio. Euro zurückgehen und dann nur noch Zahlungen für vermiedene Netzentgelte für konventionelle und nicht volatile EEG-Erzeugungsanlagen umfassen. Geht man davon aus, dass sich keine substantiellen Veränderungen der installierten Leistungen bei den konventionellen Bestandsanlagen ergeben, bleibt das Niveau der vNE auch in 2030 konstant. Werden Bestandsanlagen bis 2030 stillgelegt bzw. erreichen das Ende ihrer Lebensdauer, könnten die vNE in 2030 auch weiter absinken.

Bei Beibehaltung der vor dem NEMoG geltenden Regelungen wären die vNE stark angestiegen. Der Anstieg von 2.787 Mio. Euro im Jahr 2017 auf 4.900 Mio. Euro im Jahr 2030 belief sich auf einen Faktor von mehr als 1,8.

In Mio. Euro/a	2015	2017	2025	2030
Vermiedene Netzentgelte (vNE)				
Rechtslage (nach NEMoG)	1.820	2.787	1.300	1.300
Rechtslage (vor NEMoG)	1.820	2.787	4.200	4.900

Tabelle 3.5 Entwicklung der vNE bis 2030 (Quelle: BNetzA Kosten 2015 - 2017 und eigene Abschätzung für 2025 und 2030)

In der Modellierung wird mit den Daten für die beispielhaft ausgewählten Netzbetreiber gerechnet. Aufgrund der unterschiedlich ausgeprägten Verteilung von Erzeugungsanlagen auf die Netzebenen ergeben sich je Netzbetreiber deutliche Variationen bei den vNE, die auf den Netzebenen anfallen. Auch der Anteil der vNE an der genehmigten Erlösbergrenze für 2017 unterscheidet sich deutlich von Netzbetreiber zu Netzbetreiber. In den untersuchten Netzen geht die Schwankungsbreite hier von 4 % bis 22 % (siehe Bild 3.2).

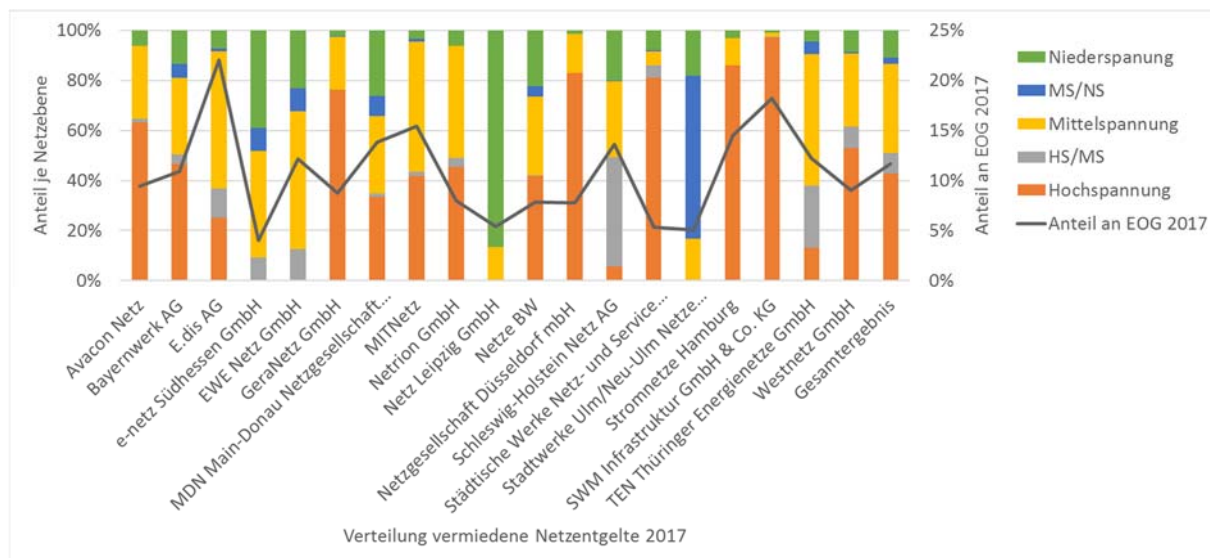


Bild 3.2 Verteilung der vNE auf Netzebenen 2017 (Quelle: eigene Darstellung auf Basis von Daten der BNetzA Kosten 2015 - 2017)

3.3.4 Kosten durch Engpassmanagement (Einspeisemanagement und Redispatch)

Insbesondere in den letzten Jahren sind die Kosten für das Engpassmanagement in den Übertragungsnetzen deutlich angestiegen. Aufgrund des noch nicht realisierten Netzausbaus insbesondere von Nord- nach Süddeutschland waren in den letzten Jahren zunehmend sowohl Redispatch- als auch Einspeisemanagementmaßnahmen durch die Übertragungsnetzbetreiber notwendig. Mit der Umsetzung der bereits geplanten Netzausbaumaßnahmen (u. a. nach EnLAG und BBPLG) wird sich der Umfang der erforderlichen Engpassmanagementmaßnahmen zukünftig deutlich reduzieren. Für die Analysen wird folgende Annahme unterstellt: Auch wenn der im 1. Entwurf des NEP 2017 - 2030 unterstellte Netzausbau vollständig und zeitgerecht umgesetzt werden kann, ist aufgrund des weiteren erheblichen EE-Zubaus davon auszugehen, dass dennoch in gewissem – wenngleich deutlich geringeren – Umfang weiterhin Engpassmanagementmaßnahmen erforderlich sein werden.

Weiterhin wurde zur Reduzierung des Einspeisemanagements mit der Regelung in § 13 Absatz 6a EnWG ein Instrument geschaffen, das zusätzliche Redispatchkapazitäten im Norden verfügbar machen soll. Die Regelung erlaubt es den ÜNB, die Kosten für Power-to-Heat-Anlagen den jeweiligen Betreibern zu finanzieren. Damit erhöht es zunächst die Kosten für ein Engpassmanagement. Nach der Implementierung soll es jedoch Kosten für ein Einspeisemanagement vermindern. Aufgrund einer Begrenzung der installierten Leistung von Power-to-Heat-Anlagen auf 2 GW werden die Kosteneffekte insgesamt als gering eingeschätzt.

Einspeisemanagement

Für 2017 liegen die Planzahlen der Entschädigungsansprüche für Einspeisemanagement der Netzbetreiber nach Information der BNetzA bei 696 Mio. Euro und damit höher als 2015 mit 616 Mio. Euro (BNetzA Kosten 2015 - 2017). Die Einspeisemanagementmaßnahmen wurden zwar weit überwiegend durch VNB durchgeführt (93 % in 2015), davon war jedoch ein Großteil Unterstützungsmaßnahmen für das Übertragungsnetz. Die Ursache der Einspeisemanagementmaßnahmen in 2015 lag häufig im Übertragungsnetz. Entsprechend sind in den Übertragungsnetzen Kosten von 626 Mio. Euro in 2017 und 563 Mio. Euro in 2015 angefallen. In den Netzentgelten 2017 wirken sich die Kosten für Einspeisemanagement aktuell noch stärker aus, da in 2017 und in 2018 sowohl Plankosten für das aktuelle Jahr als auch die Ist-Kosten aus dem jeweils vorletzten Jahr bei der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Ab 2019 tritt keine doppelte Berücksichtigung von Einspeisemanagementmaßnahmen mehr auf, da dann nur noch die Plankosten für das jeweils aktuelle Jahr in die Netzentgelte einfließen.

Für die weitere Entwicklung bis 2025 und 2030 wird das Volumen auf Basis der von den ÜNB im 1. Entwurf des NEP 2017 - 2030 ermittelten Mengen der Spitzenkappung (Szenario A: Spitzenkappung 2,1 TWh Wind, 0,7 TWh PV, Szenario B: 2,2 TWh Wind und 0,8 TWh PV) zu Grunde gelegt. Als Abschätzung für ein zukünftiges Einspeisemanagement ergibt sich damit ein Volumen von ca. 2,8 bis 3 TWh, wenn der im 1. Entwurf des NEP 2017 – 2030 unterstellte Netzausbau realisiert werden kann. Die regionale Verteilung wird ebenfalls auf Basis des 1. Entwurfs des NEP 2017 - 2030 abgeschätzt. Im Ergebnis liegen die geschätzten Kosten für Einspeisemanagement 2025 und 2030 mit 270 Mio. Euro deutlich niedriger als im Jahr 2015 (616 Mio. Euro) (siehe Tabelle 3.6). Für die Verteilung der Kosten auf die Netzentgelte der Übertragungs- bzw. Verteilernetzbetreiber wird ein gleichbleibender Anteil von ca. 10 %, den die VNB tragen, angenommen. Dementsprechend sinken die Kosten für Einspeisemanagement in den Verteilernetzen von ca. 70 Mio. Euro in 2017 auf ca. 30 Mio. Euro in 2030.

Redispatch und Blindleistungsbereitstellung

Im Jahr 2015 war der Redispatchbedarf von etwa 16 TWh sehr hoch (Summe Einspeisereduzierungen und -erhöhungen). Gründe hierfür waren u. a. die vorzeitige Abschaltung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld, ein hoher Zubau an Windkraftanlagen, die verspätete Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen und hohe Stromexporte nach Österreich (3. Quartalsbericht 2015 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen). Auch die Kosten für Redispatchmaßnahmen der

ÜNB befinden sich dadurch auf einem entsprechend hohen Niveau und liegen bei 380 Mio. Euro Kosten in 2017 (Daten nach BNetzA Kosten 2015 - 2017). Diese Kosten umfassen auch die Blindleistungsbereitstellung.

Unterstellt man eine vollständige Umsetzung des NEP bzw. des Bundesbedarfsplans führt dies nicht zu einem vollständig engpassfreien Netz. Ein Redispatchbedarf bleibt auch dann weiterhin bestehen. Erst wenn weitere Maßnahmen zum Netzausbau umgesetzt würden, könnte ein engpassfreies Netz entstehen. Kosten für einen Netzausbau und verbleibende Kosten für Redispatch hängen daher zusammen.

Mit der Umsetzung des NEPs wird daher auch ein verbleibender Redispatchbedarf trotz realisiertem Netzausbau in 2025 und 2030 unterstellt. Konkret wird angenommen, dass der Redispatchbedarf in diesem Fall bis 2025 um gut ein Drittel von 16 TWh (2015) auf 10 TWh in 2025 sinkt und danach konstant bleibt. Diese Abschätzung basiert auf Langfristszenarien der Übertragungsnetzbetreiber, die für 2022 von 5 - 6,4 TWh positivem Redispatchbedarf bzw. ca. 10 - 13 TWh (Summe Einspeiserhöhung und -reduzierung) ausgehen (ÜNB 2016). Ausgehend vom Niveau in 2015 und den genannten mittelfristigen Erwartungen des Redispatchbedarfes bis 2022 wird ein Volumen von 10 TWh als mögliche Entwicklung des Redispatchbedarfes in 2025 bzw. 2030 angenommen. Eine zentrale Annahme hinter dieser Schätzung ist die Einführung der Engpassbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze (Plan 2018). Das derzeitige Konzept der gemeinsamen Gebotszone, bei dem an dieser Grenze kein Engpass bewirtschaftet wird, führt zu einem hohen Bedarf an Redispatchmaßnahmen, da die Kapazitäten der Übertragungsnetze in Deutschland, Österreich sowie Polen und Tschechien nicht ausreichen, um den gesamten gehandelten Strom zu transportieren. Ein weiterer wichtiger Aspekt ist im Hinblick auf den Netzausbau u. a. die Realisierung des Ausbaivorhabens Wahle – Mecklar (anvisierte Inbetriebnahme 2021), das für einen Großteil der Redispatch-Maßnahmen in 2016 verantwortlich war. Die Kosten sinken dadurch auf 300 Mio. Euro in 2025 ab und steigen auf Grund steigender spezifischer Kosten bis 2030 wieder leicht auf 325 Mio. Euro an (siehe Tabelle 3.6).

Die Kosten für Einspeisemanagement und Redispatch liegen 2017 auf Basis der Datenbereitstellung durch die BNetzA in Summe auf einem hohen Niveau von ca. 1,1 Mrd. Euro (siehe Tabelle 3.6). Die Kosten basieren auf Hochrechnungen der ÜNB und VNB für das jeweils aktuelle Jahr auf Basis der ermittelten Strommengen im Einspeisemanagement bzw. beim Redis-

patch. Diese Kosten weichen in der Regel von den Kosten, die für die Entgeltkalkulation zugrunde gelegt werden ab, da hier z.T. auch Kosten aus den Vorjahren bzw. Verrechnungen zwischen Plan- und IST-Kosten erfolgen⁸. Für die Abschätzung der Entwicklung bis 2025 bzw. 2030 wird davon ausgegangen, dass sich die Kosten für Redispatch und Einspeisemanagement auf ca. 570 bzw. 600 Mio. Euro reduzieren.

In Mio. Euro/a	2015	2017	2025	2030
Einspeisemanagement	616	696	270	270
davon bei VNB*	53	70	30	30
Redispatch (auch in 2030 Bedarf)		380	300	325
*auf VNB-Ebene geschätzt; für 2025/2030 eigene Abschätzungen auf Basis 1. Entwurf NEP 2017 – 2030, Quellen: BNetzA Kosten 2015 - 2017; VNB-Angaben: eigene Schätzung auf Basis der Quartalsberichte zur Systemsicherheit, Angaben der BNetzA zu Beispielnetzbetreibern; Zahlen für 2025/2030: eigene Abschätzungen				

Tabelle 3.6 Kosten für Einspeisemanagement und Redispatch

3.3.5 Kosten durch Regelleistungsvorhaltung

Regelenergiemarkt

Die Kosten für die Regelleistungsvorhaltung⁹ gehen in die Netzentgelte ein und sind in den vergangenen Jahren stark gesunken. In 2017 sind die Kosten nach Angaben der BNetzA weiter zurückgegangen und werden mit einem Volumen von 246 Mio. Euro¹⁰ angegeben (BNetzA Kosten 2015 – 2017). Auch die ausgeschriebene Regelleistung ist zunächst aufgrund der Einführung des Netzregelverbands der vier deutschen ÜNB und dessen anschließender internationaler Ausweitung stark zurückgegangen und seitdem trotz steigender Erzeugung aus erneuerbaren Energien nicht wieder angestiegen.

Für die Entwicklung bis 2025 bzw. 2030 wird mit einem etwas gesteigerten Bedarf an Regelleistung gerechnet, der sich insbesondere aus einem weiter steigenden Anteil an erneuerbaren

⁸ In den Netzentgelten für 2017 ist ein noch höherer Betrag von 1,6 Mrd. Euro für Einspeisemanagementmaßnahmen enthalten, da sowohl Plankosten für 2017 als auch Ist-Kosten aus 2015 bei der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Ab 2019 tritt dieser Effekt nicht mehr auf, da dann nur noch die Plankosten für das jeweils aktuelle Jahr in den Netzentgelten berücksichtigt werden.

⁹ Die Kosten für den Einsatz der Regelarbeit als Ausgleichsenergie werden mit den Bilanzkreisverantwortlichen abgerechnet und gehen somit nicht in die Netzentgelte ein.

¹⁰ Angaben nach Mitteilungspflichten § 28 Nr. 1 ARegV. Wert auf Basis 2016 und für 2017 eingefroren (da für 2017 aufgrund von Datenproblemen keine Angaben verfügbar waren).

Energien ergibt (siehe z. B. dena 2014). Gleichzeitig wird auch ein leicht höheres Strompreinsniveau erwartet. Kostendämpfend wirken in Zukunft eine weitere Harmonisierung der Regelleistungsmärkte mit den benachbarten Netzbetreibern sowie eine verbesserte Einbindung von Windenergieanlagen in den Regelleistungsmarkt. Vor diesem Hintergrund ist die Höhe der Kosten für Regelleistung nur mit Unsicherheit zu schätzen. Es wird jedoch erwartet, dass sich der Abwärtstrend der letzten Jahre nicht weiter fortsetzt, sondern die Regelleistungskosten mit 300 Mio. Euro in 2025 und 350 Mio. Euro in 2030 etwas über dem aktuellen Niveau geschätzt werden (siehe Tabelle 3.7).

In Mio. Euro/a	2015	2017	2025	2030
Regelleistung	k.A.	246	300	350

Tabelle 3.7 Aktuelle und zukünftig geschätzte Kosten für Regelleistung und Blindleistung (Quelle: BNetzA Kosten 2015 - 2017, Abschätzung 2025/2030: qualitativ auf Basis dena 2014)

3.3.6 Netzreserve und weitere Kosten

Netzreserve, Kapazitätsreserve und Sicherheitsbereitschaft

Für die Vorhaltung und den Einsatz von Netzreserve sind Kosten von 110 Mio. Euro in die Erlösobergrenze in 2015 eingeflossen. (BNetzA Kosten 2015 – 2017). Die kontrahierte Netzreserve lag in 2015 bei 7.660 MW und ist seitdem weiter gestiegen. Für den Winter 2016/2017 wurden 8.383 MW unter Vertrag genommen (BNetzA Netzreserve 2018). Mit der Fertigstellung der Thüringer Strombrücke sowie mit den geplanten weiteren EnLAG-Vorhaben und der Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze wird ein Rückgang des Redispatchbedarfs und damit auch der Netzreserve bis 2019 auf 6.609 MW erwartet (BetzA Netzreserve 2018). Dadurch reduzieren sich die Kosten für die Netzreserve vermutlich wieder.

In 2016 ist auch der erste Braunkohleblock in die Sicherheitsbereitschaft gegangen. Insgesamt werden die Kosten für die Sicherheitsbereitschaft auf 1,6 Mrd. Euro über eine Dauer von sieben Jahren bzw. im Durchschnitt 230 Mio. Euro pro Jahr geschätzt (Deutscher Bundestag 2016; tatsächliche Kosten variieren von Jahr zu Jahr). Bis Ende 2017 sollen 3 Braunkohleblöcke in Sicherheitsbereitschaft gehen, wofür Kosten von geschätzt weniger als 100 Mio. Euro in 2017 anfallen.

Insgesamt gehen in 2017 327 Mio. Euro an Kosten für Netzreserve und Sicherheitsbereitschaft in die Erlösobergrenze ein (siehe Tabelle 3.8). Für 2025 und auch für 2030 wird mit geringeren Kosten gerechnet, die dann im Wesentlichen aus der Kapazitätsreserve resultieren. Bei erfolgtem Netzausbau bzw. der endgültigen Stilllegung von Kraftwerken fallen nur noch sehr geringe bzw. keine Kosten für die Netzreserve sowie die Sicherheitsbereitschaft mehr an. Die Kapazitätsreserve soll insgesamt 2.000 MW umfassen, deren Kosten mit ca. 100 Mio. Euro pro Jahr abgeschätzt werden (KapRes 2016). Die Kapazitätsreserveverordnung wird nach erfolgter beihilferechtlicher Genehmigung voraussichtlich in 2018 umgesetzt (Stand Anfang 2018).

In Mio. Euro/a	2015	2017	2025	2030
Netz- und Kapazitätsreserve, Sicherheitsbereitschaft	110	327	100	100

Tabelle 3.8 Aktuelle und zukünftige Kosten für Netzreserve, Kapazitätsreserve und Sicherheitsbereitschaft (Quelle: BNetzA Kosten 2015 - 2017, 2025/2030: geschätzt, Summe aus Netzreserve, Sicherheitsbereitschaft und Kapazitätsreserve)

3.3.7 Zusammenfassung

Eine Zusammenfassung der wichtigsten Netzkostenelemente zeigt, dass zukünftig insbesondere Investitionen in den Ausbau sowohl der Übertragungs- als auch Verteilernetze die Netzkosten steigen lassen können. Bei den anderen Netzkostenelementen, insbesondere den Engpassmanagementkosten, wird mittelfristig mit einem Rückgang der Kosten gerechnet (siehe Tabelle 3.9).

Die Netzkosten auf der Übertragungsnetzebene steigen unter den getroffenen Annahmen um ca. 3,0 Mrd. Euro pro Jahr an. Hier stehen Kostensteigerungen durch Investitionen in den Netzausbau Kostensenkungen vor allem beim Einspeisemanagement gegenüber. Diese Kostensenkungen sind besonders relevant, da in 2017 die Einspeisemanagementkosten von 2015 und 2017 in die Erlösobergrenze eingeflossen sind. In 2030 werden dagegen nur die Kosten des aktuellen Jahres in der Erlösobergrenze berücksichtigt. Die Erlösobergrenze von 5,2 Mrd. Euro in 2017 erhöht sich mit den geschätzten Kostensteigerungen auf ca. 8,2 Mrd. Euro in 2030. Dabei ist unterstellt, dass die Kapitalkosten und der Abschreibungsgrad bei den betrachteten Netzbetreibern gleichbleiben. Veränderungen der Altersstruktur und des Reinvestitionsvolumens werden nicht explizit betrachtet, sondern es wird implizit unterstellt, dass Kapitalkosten auf Ersatzinvestitionen in dem Umfang anfallen wie Abschreibungen auf den bestehenden Kapitalbestand sinken. Ab 2019 werden die Offshore-Anbindungskosten über eine eigene Umlage

finanziert, so dass diese Kosten nicht mehr für die Netzentgelte relevant sind. Die Kostensteigerungen belaufen sich ohne die zusätzlichen Offshore-Anbindungskosten auf ca. 1,5 Mrd. Euro pro Jahr. Die Erlösobergrenze liegt dann in 2030 bei ca. 6,7 Mrd. Euro pro Jahr. Rechnet man auch die Kosten der bereits bestehenden Offshoreanbindungen heraus, reduziert sich die Erlösobergrenze nochmals.

Die Kostenentwicklung im Verteilernetz wird ebenfalls durch zusätzliche Netzinvestitionen und möglichen Anpassungen bei der Auszahlung von vermiedenen Netzentgelten bestimmt. Die Summe der Erlösobergrenzen sämtlicher Verteilernetzbetreiber lag in 2015 bei 17,9 Mrd. Euro und ist durch eine Steigerung bei den vermiedenen Netzentgelten in 2017 auf ca. 18,9 Mrd. Euro angestiegen. Durch den Ausbau der Verteilernetze wird mit Kosten durch zusätzliche Investitionen von 1,5 Mrd. Euro pro Jahr in 2030 gerechnet. Damit ist der Anteil der zusätzlichen Investitionen an den Netzkosten im Vergleich zum Übertragungsnetz deutlich geringer. Dieser Anstieg wird durch den Rückgang der vNE um etwa 1,5 Mrd. Euro kompensiert, so dass die Kosten im Verteilernetz in 2030 weiterhin bei etwa 19 Mrd. Euro liegen.

In Mio. Euro/a	2015	2017	2025	2030
Übertragungsnetze				
Zusätzl. Investitionen ÜNB an Land (davon Mehrkosten für Kabel)	0	0	1.460 (440)	2.502 (751)
Offshore-Netzanschlüsse (ab 2019 nicht mehr netzentgeltrelevante Kosten)			916	1.571
Einspeisemanagement	563	626	240	240
Redispatch	k.A.	380	300	325
Netz- und Kapazitätsreserve, Sicherheitsbereitschaft	110	327	100	100
Regelenergie	k.A.	246	300	350
Verteilernetze				
Zusätzl. Investitionen ab 2017			900	1.500
Vermiedene Netzentgelte (vNE)	1.820	2.787		
Aktuelle Rechtslage nach NEMoG			1.300	1.300
Rechtslage vor NEMoG			4.200	4.900
Einspeisemanagement	53	70	30	30

Tabelle 3.9 Darstellung Kosten in 2017 und Abschätzung der Kostenentwicklung bis 2030 (Quelle für 2015/2017: BNetzA Kosten 2015 - 2017, , für 2025/2030: eigene Abschätzungen auf Basis verschiedener Studien – u. a. NEP 2030, E-Bridge 2014, dena 2014)

3.4 Entwicklung umlagerrelevanter Mengen

Die Höhe der Netzentgelte ermittelt sich aus den entgeltrelevanten Netzkosten sowie der Verteilungsbasis, die insbesondere auch die Entnahmemengen in den einzelnen Netzebenen umfasst. Sinkt die Entnahmemenge aus dem Netz in einer Netzebene, werden die Kosten der Netzebene auf eine geringere Entnahmemenge umgelegt, was (unter der Annahme gleichbleibender Kosten) zu steigenden spezifischen Netzentgelten führt. Bei steigender Entnahmemenge tritt entsprechend der umgekehrte Effekt auf. Für die Verteilungsbasis der Netzkosten ist sowohl die Entwicklung der absoluten Stromnachfrage als auch die Entwicklung bei der Eigenversorgung relevant.

3.4.1 Verbrauchsentwicklung im Verteilernetz

Die Entnahmemengen nach Netzebenen unterscheiden sich für die hier betrachteten Verteilernetzbetreiber z. T. erheblich (siehe Bild 3.3). Einige Netzbetreiber haben einen großen Anteil in der Hochspannung (u. a. Avacon), aber es gibt auch mehrere Netzbetreiber mit großen Anteilen in der Mittel- und Niederspannung. Die Anteile wirken sich u.a. auf die Höhe der Kosten aus, die in die niedrigeren Netzebenen gewälzt werden. Grundlage für die Bestimmung der Netzentgelte ist bei allen leistungsgemessenen Netznutzern neben der Entnahmemenge auch die individuelle Jahreshöchstlast. Lediglich bei nicht leistungsgemessenen Netznutzern in der Niederspannung berechnet sich das Netzentgelt weitgehend auf Basis der Entnahmemengen (neben einem für den Netzbetreiber optionalen Grundpreis). Der Anteil an nicht leistungsgemessenen Kunden unterliegt für die betrachteten Netzbetreiber einer großen Bandbreite und reicht von 10 % bis zu 50 % der Entnahmemenge eines Netzbetreibers.

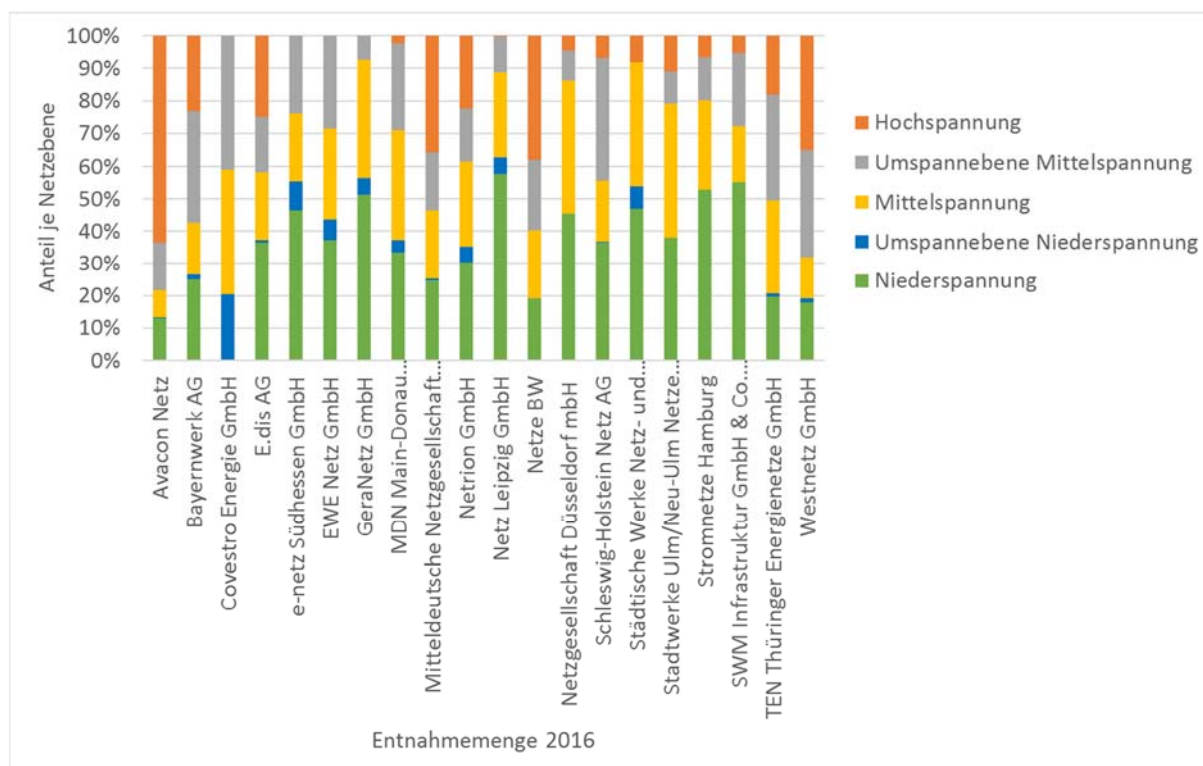


Bild 3.3 Verteilung der Entnahmemenge nach Netzebenen (NE) für Beispielnetzbetreiber (Quelle: BNetzA Kosten 2015 - 2017)

Zur näherungsweisen Bestimmung der Auswirkungen sich ändernder Entnahmemengen auf die Netzentgelte wurde die Entwicklung der Stromnachfrage bis 2030 abgeschätzt. Hierzu wurde der Verbrauch auf Basis von BNetzA-Daten für 2016 zugrunde gelegt. Die Entwicklung bis 2030 entspricht den Szenarien des 1. Entwurfs des NEP 2017 – 2030 der ÜNB. Die Verbrauchsmengen von Wärmepumpen und E-Fahrzeugen entsprechen ebenfalls den Szenarien des 1. Entwurfs des NEP 2030 (Wärmepumpen: 20 TWh in 2030, E-Fahrzeuge: 7,5 TWh in 2030).

Für die untersuchten Netze bedeuten die Szenarien einen leicht sinkenden Verbrauch in der HS-Ebene und der HS/MS-Umspannebene, wo überwiegend Industriekunden angeschlossen sind. Die Reduktion liegt zwischen 2 und 10 %. In der MS-Ebene und MS/NS-Umspannebene, assoziiert mit dem Dienstleistungssektor, zeigt sich ein weniger einheitliches Bild: In einigen Netzen nimmt der Verbrauch um wenige Prozent bis zu 10 % zu. In anderen Netzen, insbesondere im Osten Deutschlands, nimmt der Verbrauch dagegen deutlich (bis zu 40 %) ab. Der Anteil von E-Fahrzeugen und Wärmepumpen am Verbrauch steigt deutlich und beträgt 2030 in der NS-Ebene teilweise 10 % und mehr. Aufgrund der mit Ausnahmen überwiegend gering ausgeprägten erwarteten Veränderungen des Stromverbrauchs wird für die Prognose der

Netzentgeltentwicklung in Kapitel 5 vereinfachend von gleichbleibenden Verbrauchsmengen im Betrachtungszeitraum bis 2030 ausgegangen.

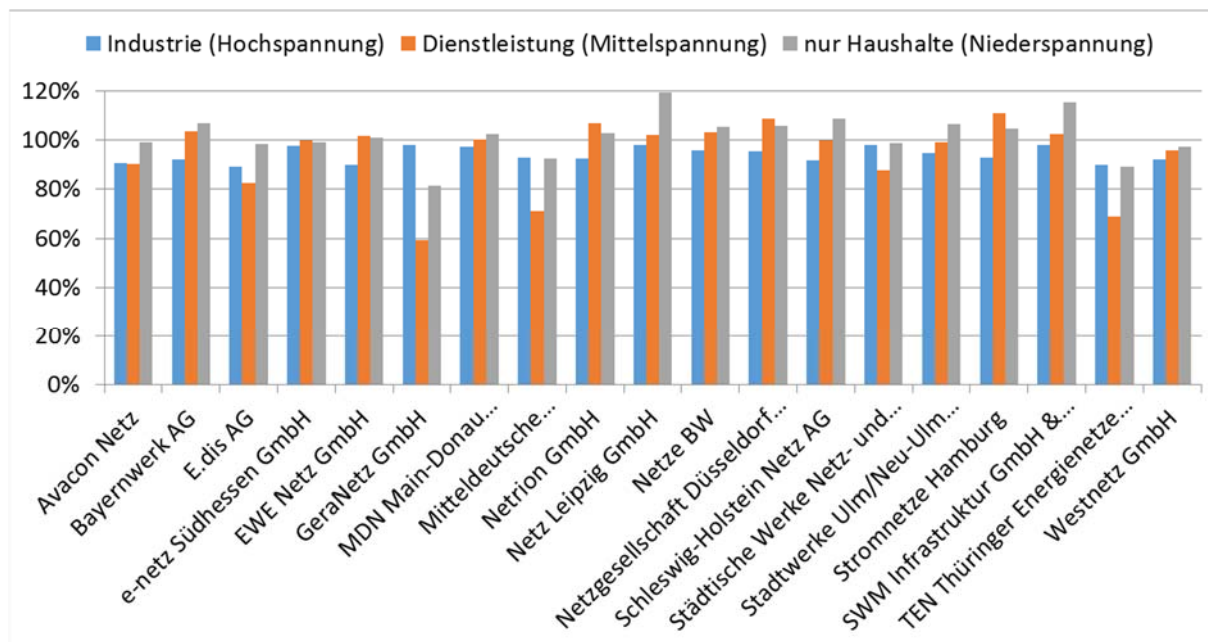


Bild 3.4 Veränderung der Stromnachfrage bis 2030 im Vergleich zu 2017 (100 %) nach Verbrauchergruppen und Netzebenen für Beispielnetzbetreiber (Quelle: Eigene Abschätzung auf Basis 1. Entwurf des NEP 2017 - 2030)

3.4.2 Eigenversorgung aus PV-Anlagen

Netzentgelte werden bei Standardlastprofilkunden mit Ausnahme des Grundpreises auf aus dem Netz bezogenen Strom erhoben. Für eigenerzeugten und selbstverbrauchten Strom werden dementsprechend keine Netzentgelte erhoben. Eine Zunahme des Selbstverbrauchs bei abnehmendem Fremdbezug aus dem Netz reduziert somit die umlagerelevante Verbrauchsmenge für die Bemessung der Netzentgelte: Bei gleichen Netzkosten steigen die Netzentgelte für die verbleibenden Netznutzer.

Eigenversorgung findet vornehmlich im Zusammenhang mit PV-Eigenerzeugung sowie im Bereich der industriellen Eigenerzeugung auf Basis von KWK-Anlagen statt. Die größere Dynamik wird in Zukunft im Bereich der PV-Eigenversorgung erwartet, da unter den bestehenden Rahmenbedingungen die finanziellen Anreize hier in der Regel größer sind. Der Einsatz von Stromspeichern kann den Eigenverbrauchsanteil insbesondere bei Haushalten und gewerblichen Netznutzern mit PV-Anlagen weiter erhöhen. Hier hat sich in 2017 auf Grund der starken Kostendegression von Speichern eine Dynamik in der Diffusion von Speichern ergeben, so dass

mittlerweile über 60.000 Stromspeicher in Deutschland installiert sind. Darüber hinaus ist mit der Mieterstromnovelle vom 25.7.2017 eine weitere Förderung von Solarstrom zur Eigenversorgung eingeführt worden, für den keine Netzentgelte gezahlt werden müssen. Das geförderte Volumen ist auf eine Leistung von 500 MW pro Jahr gedeckelt. Insgesamt wird dadurch nur mit einer begrenzten Auswirkung auf die Netzentgelte gerechnet.

Die Kosten für den Strombezug aus dem Netz sind bei potenziellen industriellen Eigenerzeugern meist niedriger als bei Haushalten bzw. gewerblichen Akteuren, die eine PV-Anlage auch zum Selbstverbrauch betreiben. Kosteneinsparungen bei einer Vermeidung des Strombezugs aus dem Netz sind daher geringer und verschlechtern die wirtschaftliche Bilanz von industriellen Eigenversorgungsanlagen. Aktuell werden ca. 10 % der gesamten Stromnachfrage durch industrielle Eigenversorgung gedeckt, die entsprechend auch keine Netzentgelte bezahlen. Zukünftig wird mit keiner Steigerung in diesem Bereich gerechnet, da die Attraktivität von Eigenversorgung durch die aktuelle Rechtslage eingeschränkt wird¹¹. Aufgrund von Bestandschutzregeln wird allerdings auch nicht mit einem Rückgang der industriellen Eigenversorgungsmengen gerechnet. Nachfolgend wird daher nur die zukünftige Entwicklung des PV-Eigenverbrauchs näher betrachtet.

Im Jahr 2016 betrug der PV-Eigenverbrauch ca. 2 TWh. Unter den bestehenden Rahmenbedingungen hinsichtlich EEG-Umlage, Netzentgelten, Stromsteuer und sonstigen Umlagen ist ein deutlicher Anstieg des Eigenverbrauchs zu erwarten. Consentec/ISI schätzen im BMWi-Vorhaben Zukunftswerkstatt im BAU-Szenario einen PV-Eigenverbrauch von ca. 14 TWh für 2030 (siehe Bild 3.5). In diesem Szenario wird unterstellt, dass sämtliche Privilegierungen und Förderatbestände für den Eigenverbrauch bis 2030 aufrechterhalten werden. Der Fokus der Untersuchung lag dabei auf für den PV-Eigenverbrauch geeigneten Akteuren im Haushaltssektor sowie im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD). Für diese Akteure wurde analysiert, in welchem Umfang die Installation von PV-Anlagen zum Selbstverbrauch unter den gegebenen Rahmenbedingungen wirtschaftliche Vorteile gegenüber einem Bezug aus dem Stromnetz bietet.

Im Ergebnis zeigt sich, dass aufgrund der bestehenden Förderung nach dem EEG zunächst bis 2020 ein Zubau an PV-Anlagen mit einer Leistung zwischen 2 und 2,5 GW pro Jahr abgeschätzt

¹¹ Für neue Anlagen keine KWK-Förderung für Eigenverbrauch, Eigenverbrauch aus KWK-Anlagen bei KWK-Ausschreibungen untersagt, EEG-Umlage muss auf eigenverbrauchten Strom gezahlt werden, Kumulierung mit Steuervergünstigungen wird erschwert

wird. Der Anteil des Selbstverbrauchs wird mit ca. 50 % abgeschätzt. In 2020 nach Erreichen des 52-GW-Deckels wird ein Auslaufen der EEG-Förderung unterstellt und damit verbunden ein Rückgang des jährlichen Zubaus auf ca. 1 GW pro Jahr mit steigenden Selbstverbrauchsanteilen. Es muss allerdings berücksichtigt werden, inwiefern andere politische Zielsetzungen – etwa höhere Anteile erneuerbarer Energien am Stromverbrauch wie sie etwa im Koalitionsvertrag 2018 zwischen Union und SPD angepeilt werden – Auswirkungen auf die Entwicklung hier insbesondere des PV-Zubaus haben. Im Vergleich zur Gesamtentnahme aus dem Netz ist dieser Anteil weiterhin gering, sodass auch der Einfluss auf die Höhe der Netzentgelte moderat ist (siehe Abschnitt 5.3). Für die weiteren Betrachtungen zur Höhe der zukünftigen Netzentgelte wird daher kein substantieller Rückgang der Entnahmemengen in der Niederspannung angenommen.

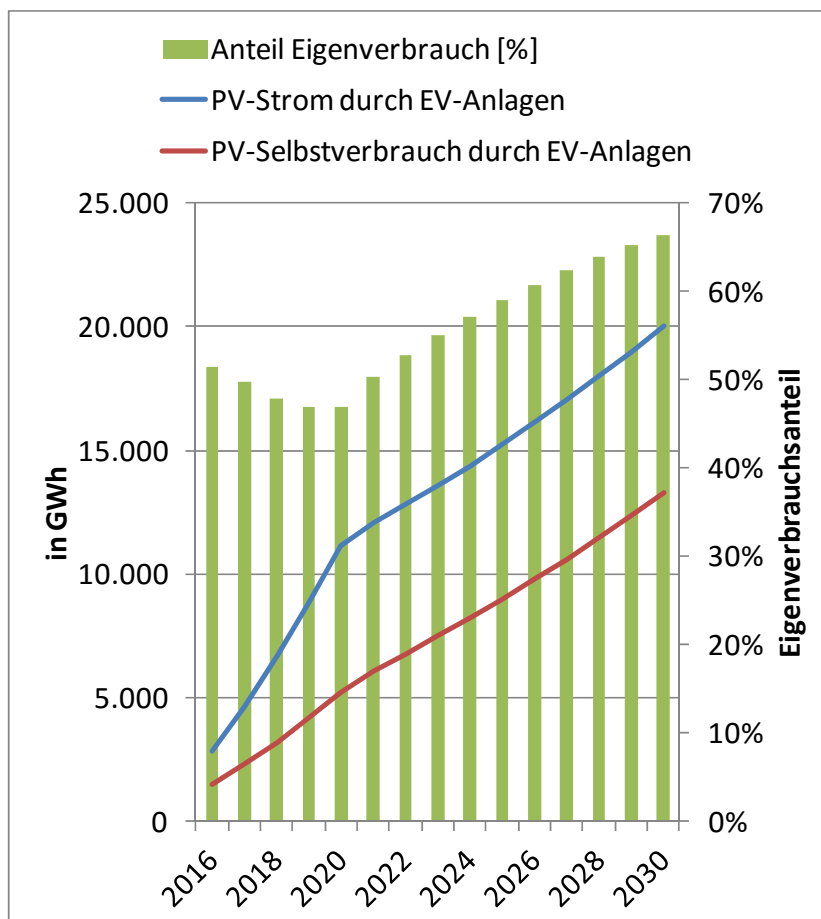


Bild 3.5 Entwicklung der Stromerzeugung aus PV und des Eigenverbrauchs
(Quelle: Consentec/ISI BMWi-Vorhaben Zukunftswerkstatt 2016, Bau-Szenario)

4 Netzentgelte 2017 und deren regionale Verteilung im Vergleich mit historischen Entgelten

4.1 Netzentgelte im Jahr 2017

In Bild 4.1 sind die durchschnittlichen Netzentgelte im Jahr 2017 je Netzbetreiber zunächst am Beispiel eines Haushaltskunden mit einem Verbrauch von 3.500 kWh/Jahr für die betrachteten 19 Verteilernetzbetreiber dargestellt. Die durchschnittlichen Netzentgelte wurden bestimmt, indem die gesamten Jahreskosten aus allen Tarifkomponenten, hier Grund- und Arbeitspreise, auf den Jahresverbrauch bezogen werden. Die Farbwahl der Säulen markiert die Zugehörigkeit zu den vier Regelzonen.

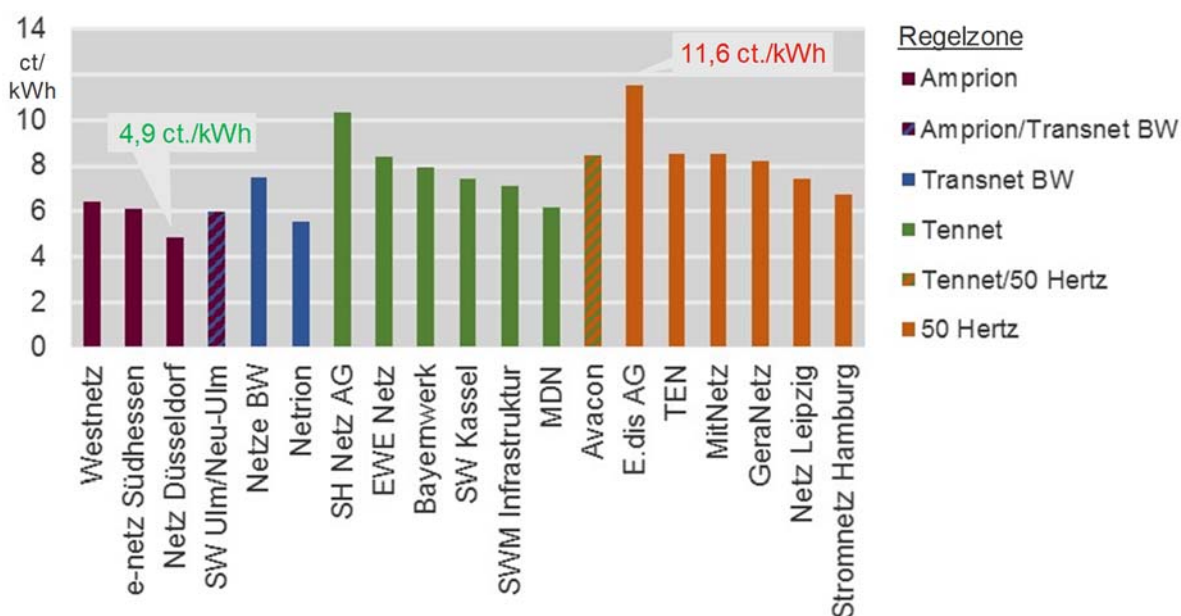


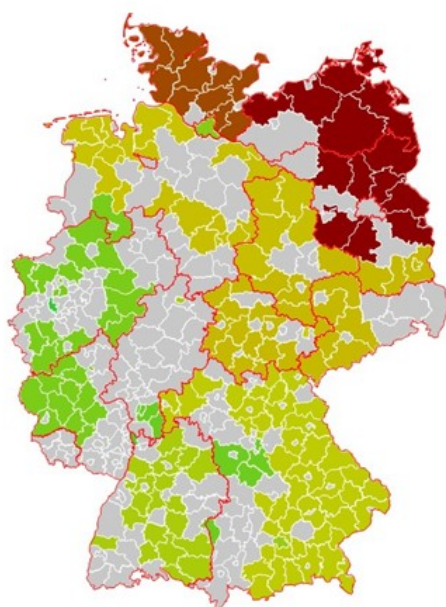
Bild 4.1 Netzentgelte eines Haushaltskunden (Jahresstromverbrauch 3.500 kWh/a) im Jahr 2017

Das höchste durchschnittliche Netzentgelt für einen Haushaltskunden beträgt ca. 11,6 ct/kWh und das niedrigste ca. 4,9 ct/kWh. Es zeigt sich also derzeit eine erhebliche Spreizung der Netzentgelte mit einem Verhältnis von 2,4 des höchsten zum niedrigsten Entgelt. Durch die Auswahl der Netzbetreiber ist sichergestellt, dass diese Bandbreite als repräsentativ für ganz Deutschland angesehen werden kann. Zum Vergleich: Gemäß BDEW-Strompreisanalyse vom Februar 2017 beträgt das durchschnittliche Netzentgelt für einen solchen Haushaltskunden ca. 7,2 ct/kWh.

Die Entgelte für den hier betrachteten Haushaltskunden in den Regelzonen von Amprion und TransnetBW sind überwiegend (aber nicht ausschließlich) geringer als die der Netzbetreiber in den Regelzonen von TenneT und 50 Hertz. Gleichzeitig zeigt sich innerhalb jeder der vier Regelzonen eine große Spreizung der Entgelte.

Bei Betrachtung der regionalen Lage und der Versorgungsstruktur der einzelnen Netzbetreiber zeigt sich, dass im Bereich der Haushaltskunden hohe Netzentgelte vorrangig in ländlichen und niedrige Entgelte eher in städtischen Gebieten vorzufinden sind, wie Bild 4.2 verdeutlicht. Die Färbung der Landkreise zeigt das Entgeltniveau desjenigen Netzbetreibers, dessen Netz den jeweiligen Landkreis mehrheitlich versorgt. Links im Bild sind die durchschnittlichen Netzentgelte für einen Haushaltskunden mit einem Jahresstromverbrauch von 3.500 kWh und rechts im Bild für einen Industriekunden mit Anschluss in der HS-Ebene und einem Jahresverbrauch von 100 GWh bei 6.000 Benutzungsstunden dargestellt. (Ein solches Abnahmeverhalten findet sich z. B. bei produzierenden Industriebetrieben mit Rund-um-die-Uhr-Betrieb wie einem Chemieunternehmen oder in der metallverarbeitenden Industrie.)

Niederspannungsebene
Haushalt



Hochspannungsebene
hohe Benutzungsstunden

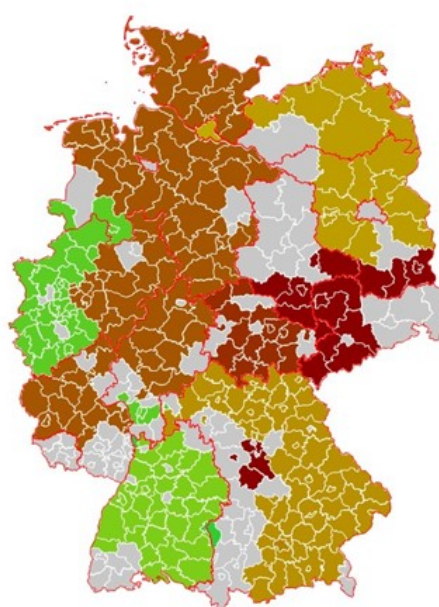


Bild 4.2 Netzentgelt-niveaus in ct/kWh im Jahr 2017 am Beispiel eines Haushaltskunden (links im Bild) und eines Kunden mit Anschluss in der HS-Ebene (rechts im Bild)

Für den Fall des Haushaltskunden ist die deutliche Spreizung (Faktor 2,4) vor allem zwischen den Entgeltstufen im Norden und Nord-Osten Deutschlands (hohe Entgelte) und dem Westen und Südwesten Deutschlands (niedrige Entgelte) erkennbar. Für den Fall des Industriekunden ist die Spreizung der Netzentgelte noch deutlicher ausgeprägt; zwischen dem niedrigsten (0,5 ct/kWh) und dem höchsten Entgelt (2,5 ct/kWh) liegt hier der Faktor 5,3. Etwas anders sieht hier die räumliche Verteilung aus; die höchsten Netzentgelte sind hier im Süden Ostdeutschlands zu finden. Die niedrigsten Entgelte ergeben sich auch hier tendenziell im Westen und Süd-Westen.

4.2 Entwicklung der Netzentgelte bis 2017

Im Jahr 2009 betrug die in EE-Anlagen installierte Leistung weniger als die Hälfte der heutigen Leistung. Zu diesem Zeitpunkt waren mit Ausnahme der unmittelbaren Anschlussleitungen, deren Kosten in der Regel von den Anlagenbetreibern getragen werden, allenfalls vereinzelt EE-bedingte Netzausbauten erforderlich. Betrachtet man die Netzentgelte aus einem Zeitraum vor Beginn des starken EE-Zubaus (hier: 2009), so ist festzustellen, dass die in 2017 beobachteten Entgeltunterschiede bereits zu einem großen Teil zu dieser Zeit vorhanden waren. In Bild 4.3 sind die Netzentgelte für Kunden mit Anschluss in der NS-Ebene aus den Jahren 2009 und 2016 für die meisten der in dieser Studie betrachteten Verteilernetzbetreiber gegenübergestellt (Bezeichnung gemäß heutigen Namen). Bei den dargestellten Netzentgelten handelt es sich um Mittelwerte über verschiedene Benutzungsdauern.

In 2016 betrug die Differenz zwischen dem niedrigsten und dem höchsten Entgelt (Mittelwert über verschiedene Benutzungsdauern) der betrachteten Netzbetreiber ca. 5 ct/kWh, was etwa einer Spreizung um den Faktor 2,5 entspricht. Der absolute Unterschied von ca. 5 ct/kWh zwischen dem niedrigsten und dem höchsten Entgelt der betrachteten Netzbetreiber war dabei auch bereits im Jahr 2009 vorhanden (wenn auch das höchste Entgelt bei einem anderen Netzbetreiber auftrat). Der Spreizungsfaktor betrug im Jahr 2009 aufgrund des insgesamt geringeren Entgeltstufen sogar etwa 4 und lag damit deutlich über dem Wert im Jahr 2017. Selbst wenn der VNB e-netz Südhessen mit insbesondere im Jahr 2009 auffallend niedrigem Entgeltstufen aus der Betrachtung herausgenommen wird, verbleibt auch in 2009 eine große Entgeltspreizung.

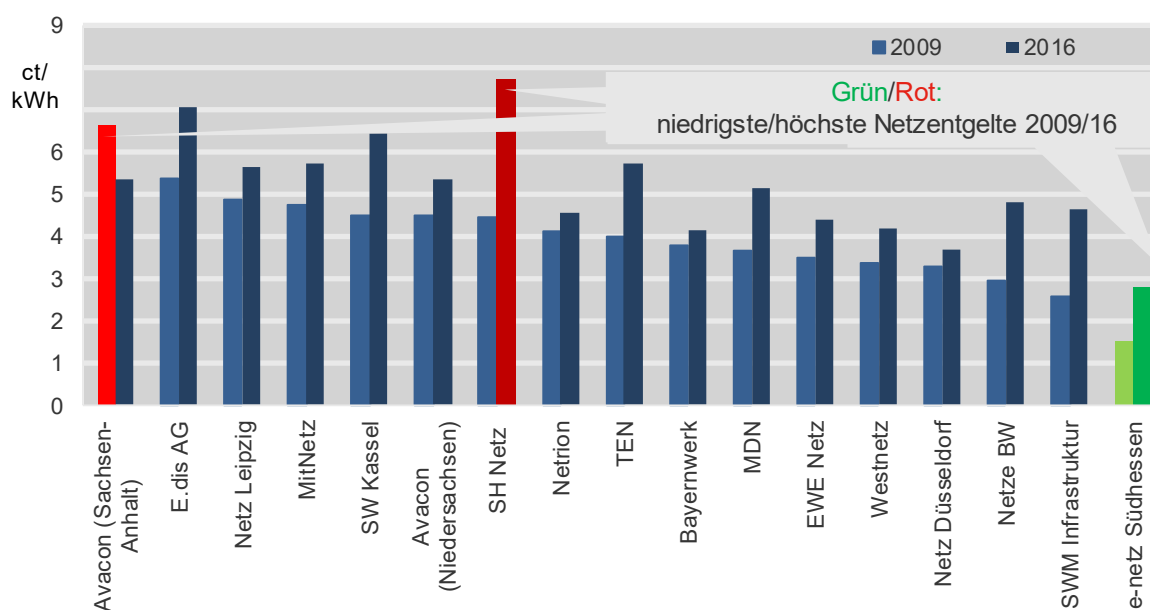


Bild 4.3 Vergleich der Netzentgelte für Kunden mit Anschluss in der NS-Ebene aus den Jahren 2009 und 2016 (Mittelwerte über verschiedene Benutzungsstunden: 1.600 h/a; 2.500 h/a; 4.000 h/a) (Quellen: VIK 2008, VIK 2009 und VIK 2016)

Dies verdeutlicht, dass ein großer Teil der im Jahr 2017 vorhandenen Netzentgeltunterschiede offensichtlich nicht EE-bedingt, sondern strukturbedingt ist. Strukturbedingt bedeutet, dass die den Entgeltunterschieden zugrundeliegenden Kostenunterschiede von strukturellen Eigenschaften der jeweiligen Versorgungsgebiete abhängen. In ländlichen Gebieten mit geringer Last- und Anschlussdichte ist mehr Netz, vor allem mehr Leitungslänge, erforderlich als in Gebieten mit hohen Last- und Anschlussdichten. Dies resultiert darin, dass die Netzentgelte in ländlichen Gebieten höher sind als in städtischen Gebieten und zwar unabhängig davon, ob in ländlichen Gebieten (auch) EE-Anlagen in hohem Umfang vorhanden sind.

Gleichwohl ist in Anbetracht der gegenüber dem Jahr 2009 bei einzelnen Netzbetreibern signifikant gestiegenen Entgelte und der Aufweitung der (ohne Betrachtung von e-netz Südhessen) absoluten Entgeltunterschiede anzuerkennen, dass auch der bisherige EE-Ausbau zu einer Zunahme der Entgeltunterschiede geführt hat, die sich künftig noch verstärken kann, wie die im nachfolgenden Kapitel dargestellten Ergebnisse zeigen.

5 Künftige Entwicklung der Netzentgelte und deren regionale Verteilung

Im nachfolgenden Abschnitt sind die Ergebnisse der Analyse der Netzentgeltentwicklung bis 2030 dargestellt. Hierzu werden sowohl Netzentgelte im Übertragungsnetz als auch Netzentgelte in den Verteilernetzen betrachtet.

5.1 Übertragungsnetz

Zunächst wird die als Grundlage für die Analyse der Entgeltentwicklung die Entwicklung der Kosten des Übertragungsnetzes betrachtet. Hierzu ist in Bild 5.1 die relative Veränderung der Übertragungsnetzkosten von 2017 bis 2025 bzw. 2030 differenziert nach verschiedenen Kostenbestandteilen dargestellt. Diese basieren auf den in Kapitel 3 erörterten Kostenprognosen. Die hier dargestellten Ergebnisse wurden zu einem Zeitpunkt angefertigt, als die nun im NE-MoG festgelegte Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte sowie die Auslagerung der Offshore-Anbindungskosten in die Offshore-Umlage noch nicht beschlossen waren. Aus diesem Grund sind die genannten Festlegungen in den nachfolgenden Ergebnissen nicht enthalten.

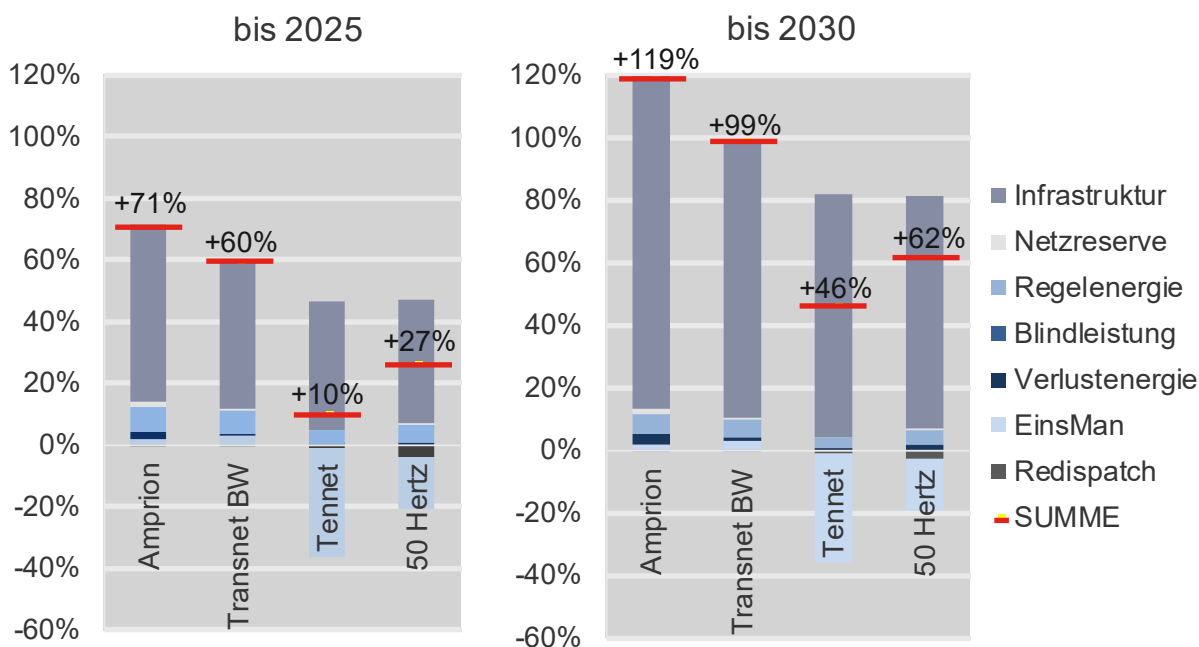


Bild 5.1 Relative Veränderung der Übertragungsnetzkosten differenziert nach Bestandteilen von 2017 bis 2025 bzw. 2030

Es zeigt sich durchweg eine erhebliche Zunahme der gesamten Netzkosten bis 2030, wobei der weitaus größte Teil des Kostenanstiegs auf den Ausbau der Netzinfrastruktur (Leitungs- und Stationsausbau) zurückzuführen ist. Der relative Anstieg der Kosten ist bei Amprion und TransnetBW deutlich höher als bei TenneT und 50 Hertz; gleichwohl ist das absolute Kostenniveau von Amprion und TransnetBW dennoch weiterhin niedriger.

Die Auswirkungen dieser Kostenzunahmen auf die Höhe der Netzentgelte sind in Bild 5.2 am Beispiel eines großen Industriekunden mit Anschluss im Übertragungsnetz und einem Jahresverbrauch von 900 GWh bei 6.000 Benutzungsstunden dargestellt.

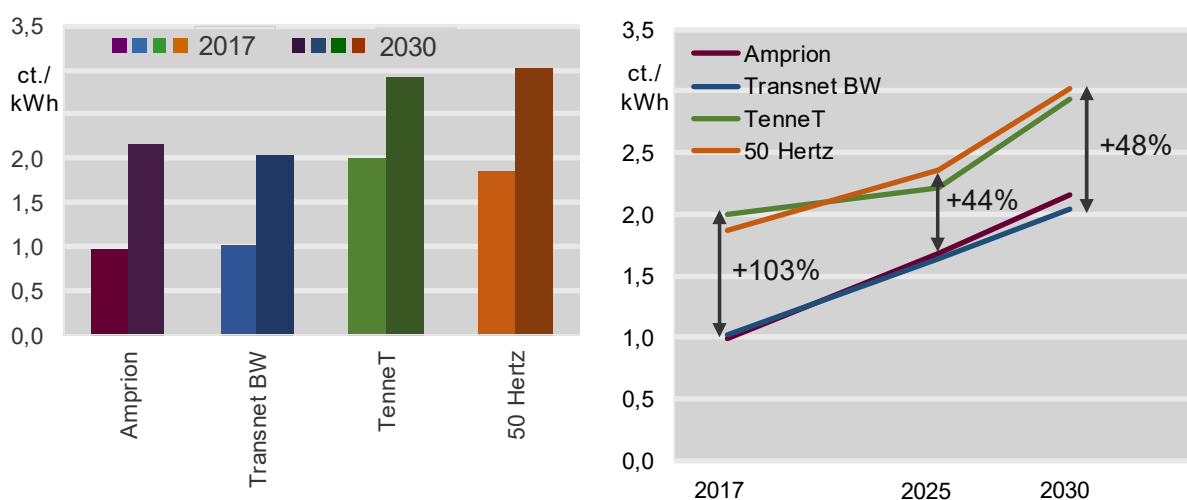


Bild 5.2 Vergleich der Netzentgelte 2030 und 2017 für einen Kunden mit Anschluss im Übertragungsnetz und Entwicklung der Netzentgelte von 2017 bis 2030

Erwartungsgemäß zeigt sich durchweg eine erhebliche Zunahme der Netzentgelte. Die Netzentgelte bei TenneT und 50 Hertz wären ohne die im NEMoG vorgesehene Vereinheitlichung auch in 2030 weiterhin deutlich höher als die bei Amprion und 50 Hertz. Im Gegensatz dazu führt eine Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte gemäß NEMoG im Vergleich zur Variante ohne Vereinheitlichung zu einer Zunahme der Netzentgelte im Netzgebiet von Amprion und Transnet BW sowie zu einer Absenkung im Netzgebiet von TenneT und 50 Hertz.

5.2 Verteilernetze

Im Folgenden wird die voraussichtliche Netzentgeltentwicklung in den Verteilernetzen analysiert. Dabei wird zunächst in Abschnitt 5.2.1 dargestellt, welche Entwicklung bis 2030 zu erwarten ist, wenn die vNE gemäß NEMoG sukzessive abgeschmolzen werden. Anschließend

wird dargestellt, welche Entwicklung sich ergeben würde, wenn die vNE entgegen dem NEMoG beibehalten würden (Abschnitt 5.2.2). Da die hier dargestellten Ergebnisse ebenfalls zu einem Zeitpunkt angefertigt wurden, als die nun im NEMoG festgelegte Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte sowie die Auslagerung der Offshore-Anbindungskosten in die Offshore-Umlage noch nicht beschlossen waren, sind die genannten Festlegungen an dieser Stelle explizit nicht enthalten. Gleichwohl wird der grundsätzliche Einfluss des erwarteten Anstiegs der Übertragungsnetzkosten auf die Verteilernetzentgelte in Abschnitt 5.2.3 grob abgeschätzt. Weiterführende Analysen, in denen die Auswirkungen einer Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte beinhaltet sind, finden sich im Schlussbericht des Vorhabens (Consentec/ISI 2018).

5.2.1 Abschmelzung der vNE gemäß NEMoG

Auch für die Verteilernetze wird zunächst die erwartete Entwicklung der Kosten betrachtet. Dazu wird in den in diesem Abschnitt dokumentierten Analysen unterstellt, dass die vermiedenen Netzentgelte (vNE) gemäß NEMoG abgeschmolzen werden (siehe Abschnitt 3.3.3). Hierzu ist in Bild 5.3 für die betrachteten Verteilernetzbetreiber die relative Veränderung der einzelnen Bestandteile der Verteilernetzkosten von 2017 bis 2030 am Beispiel der NS-Ebene dargestellt. Die relativen Veränderungen sind jeweils bezogen auf die Kosten der NS-Ebene im Jahr 2017, und zwar ohne die Kosten, die von vorgelagerten Netzebenen herabgewälzt werden. Weitere Ausführungen zu den Kostenprognosen finden sich in Kapitel 3.

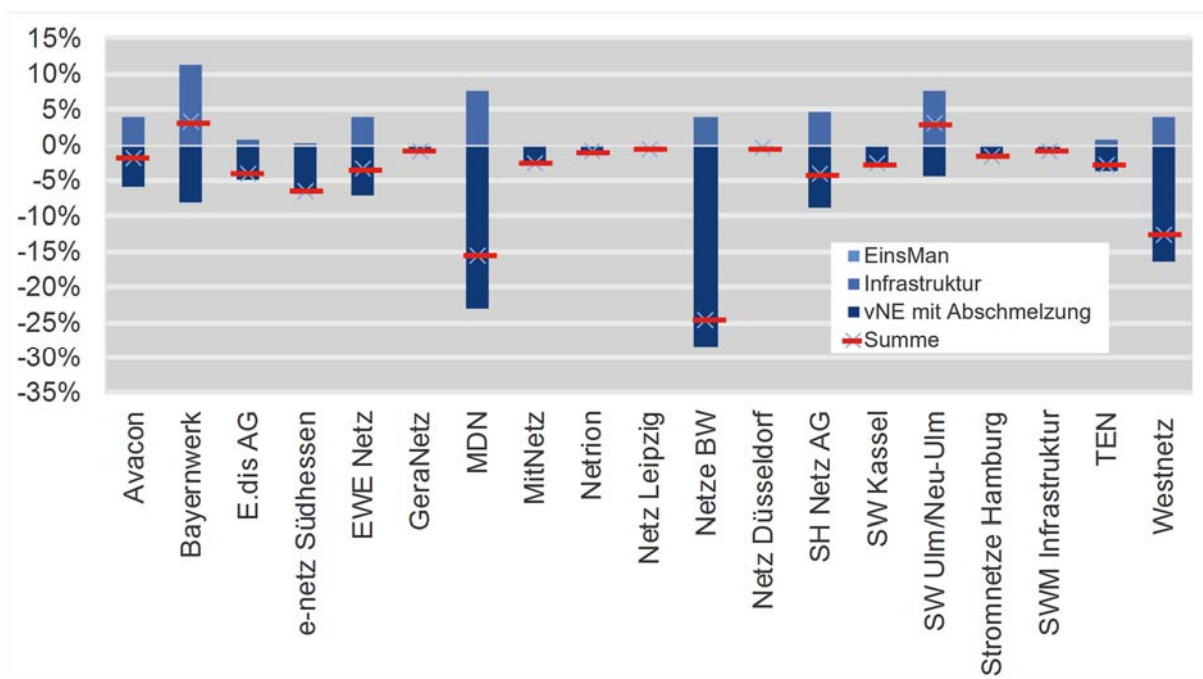


Bild 5.3 Relative Veränderung der einzelnen Bestandteile der Verteilernetzkosten der betrachteten Verteilernetzbetreiber von 2017 bis 2030 am Beispiel der NS-Ebene bei Abschmelzung der vNE gemäß NEMoG

Die Abschmelzung der vNE gemäß NEMoG führt in der NS-Ebene bei den allermeisten hier betrachteten Verteilernetzbetreibern zu einer Absenkung der Netzkosten in 2030 im Vergleich zu 2017. Die Anstiege der Kosten in den Bereichen Einspeisemanagement und Netzinfrastruktur (Leitungs- und Stationsausbau) werden überwiegend durch den Wegfall der vNE überkompensiert. Die besonders ausgeprägten Kostensenkungen bei MDN und bei Netze BW sind darauf zurückzuführen, dass bei diesen Netzbetreibern EE-Erzeugungsanlagen (vorwiegend PV-Dachanlagen) mit Anschluss in der NS-Ebene in sehr großem Umfang vorhanden sind, die vor Beschluss des NEMoG und dadurch bedingt vor der Abschmelzung der vNE ein hohes Volumen an vNE verursacht haben. Bei den übrigen Netzbetreibern sind weitaus weniger EE-Erzeugungsanlagen in der NS-Ebene angeschlossen.

Ein ähnliches Bild zeigt sich in der HS-Ebene (Bild 5.4). Auch hier führt das Abschmelzen der vNE teilweise zu sinkenden Gesamtnetzkosten, für den überwiegenden Teil der betrachteten Netzbetreiber ergeben sich jedoch aufgrund der stärker ausgeprägten Zuwächse durch Kosten für den Ausbau der Netzinfrastruktur steigende Gesamtnetzkosten. Besonders ausgeprägte Kostensenkungen treten hier bei denjenigen Netzbetreibern auf, in deren Versorgungsgebiet z. B. zahlreiche große Windparks in der HS-Ebene angeschlossen sind, wie beispielsweise bei E.dis oder Mitnetz.

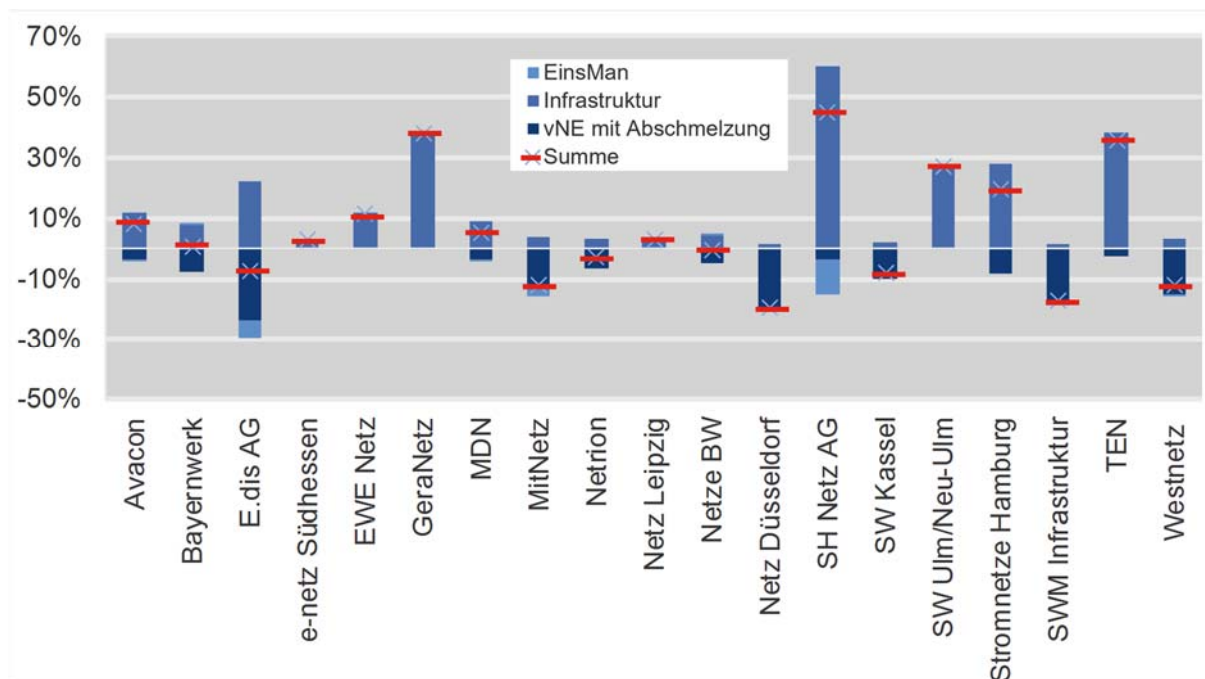


Bild 5.4 Relative Veränderung der einzelnen Bestandteile der Verteilernetzkosten der betrachteten Verteilernetzbetreiber von 2017 bis 2030 am Beispiel der HS-Ebene bei Abschmelzung der vNE gemäß NEMoG

Als Ergebnis der Analysen zur künftigen Entwicklung der Netzentgelte bei Abschmelzung der vNE gemäß NEMoG sind in Bild 5.5 zunächst die Netzentgelte eines Haushaltskunden mit einem Jahresstromverbrauch von 3.500 kWh/a für die Jahre 2017 und 2030 gegenübergestellt.

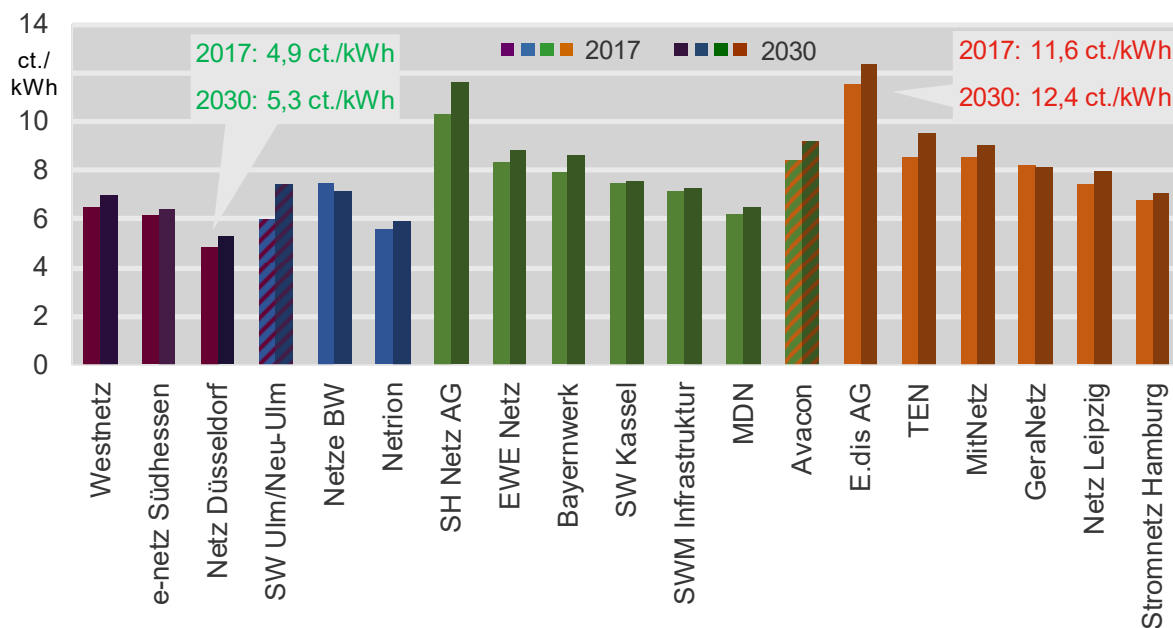


Bild 5.5 Vergleich der Netzentgelte eines Haushaltskunden in den Jahren 2017 und 2030 bei Abschmelzung der vNE gemäß NEMoG

Bei den meisten Netzbetreibern ist auch hier ein leichter Anstieg der Netzentgelte zu beobachten, allerdings ist ebenfalls festzustellen, dass bei Abschmelzen der vNE gemäß NEMoG die Netzentgelte für Haushalte zumindest bis 2030 in etwa auf dem Niveau von 2017 bleiben. Die geringfügigen Zunahmen der Entgelte liegen bei den meisten Netzbetreibern auf ähnlichem Niveau, so dass auch die Spreizung zwischen den höchsten und den niedrigsten Entgelten in 2030 in etwa gleichbleibt wie in 2017. Eine Entgeltreduktion ist in geringem Maß z. B. im Fall von Netze BW zu erkennen, die auf den in dieser Netzebene vergleichsweise hohen Rückgang der vNE zurückzuführen ist.

In Bild 5.6 ist zur Verdeutlichung des tendenziell gleichbleibenden Entgelt-niveaus bis 2030 die regionale Verteilung der Netzentgelte für einen Haushaltskunden mit einem Jahresstromverbrauch von 3.500 kWh/a dargestellt, links für das Jahr 2017 und rechts für 2030.

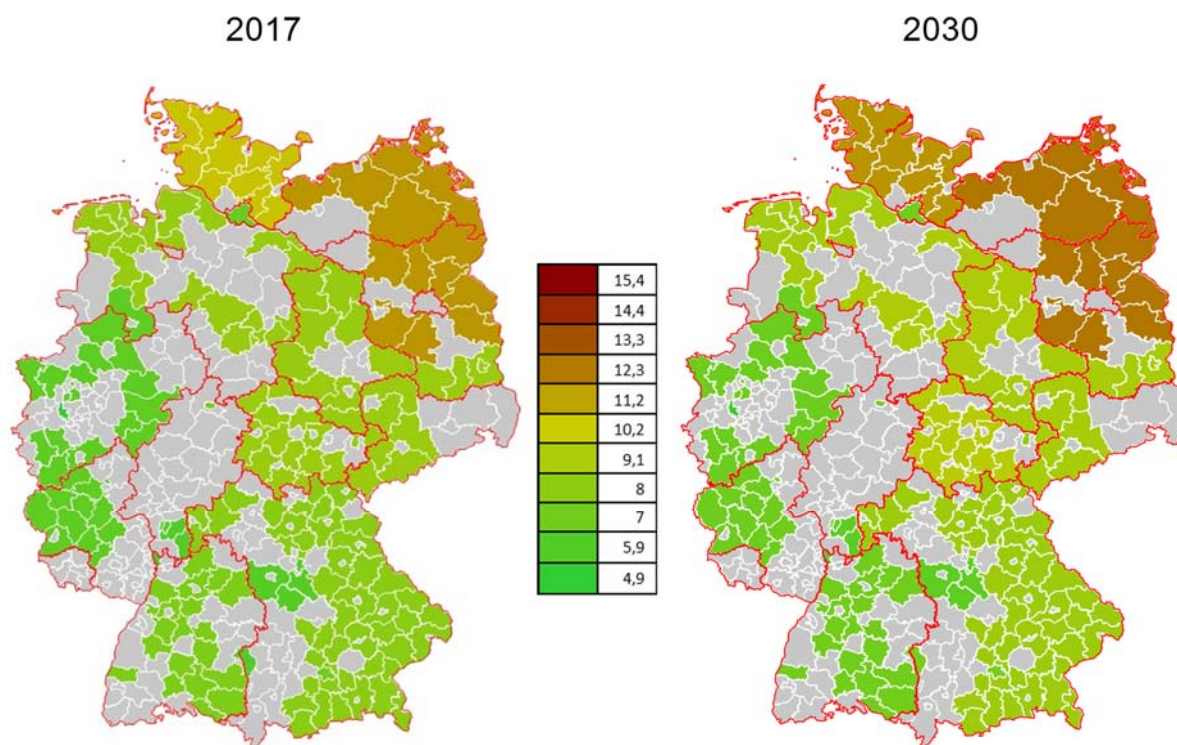


Bild 5.6 Vergleich der Netzentgelt-niveaus in ct/kWh im Jahr 2017 (links im Bild) und im Jahr 2030 (rechts im Bild) am Beispiel eines Haushaltskunden bei Abschmelzung der vNE gemäß NEMoG

Für Kunden mit Anschluss in den höheren Netzebenen ist die Wirkung einer Abschmelzung der vNE grundsätzlich etwas geringer ausgeprägt als in der NS-Ebene, wie sich bereits an der Darstellung der Kostenentwicklung (Bild 5.4) ablesen lässt. So ergeben sich trotz Abschmelzung der vNE gemäß NEMoG für alle betrachteten Netzbetreiber Entgeltanstiege. Diese liegen im Bereich zwischen etwa 15 % und 70 %. Allerdings ergibt sich insgesamt eine leichte Absenkung der Entgeltspreizung.

5.2.2 Beibehaltung der vNE

Nachfolgend wird in einer fiktiven Variante unterstellt, dass die Regelungen zu vermeintlichen Netzentgelten (vNE), wie sie vor dem NEMoG bestanden, beibehalten werden und dementsprechend kein Abschmelzen der vNE vorgenommen wird. In Bild 5.7 ist hierfür die relative Veränderung der einzelnen Bestandteile der Verteilernetzkosten von 2017 bis 2030 am Beispiel der NS-Ebene dargestellt. Die relativen Veränderungen sind auch hier jeweils bezogen auf die Kosten der NS-Ebene im Jahr 2017 ohne Kosten für die Nutzung der vorgelagerten Netzebenen.

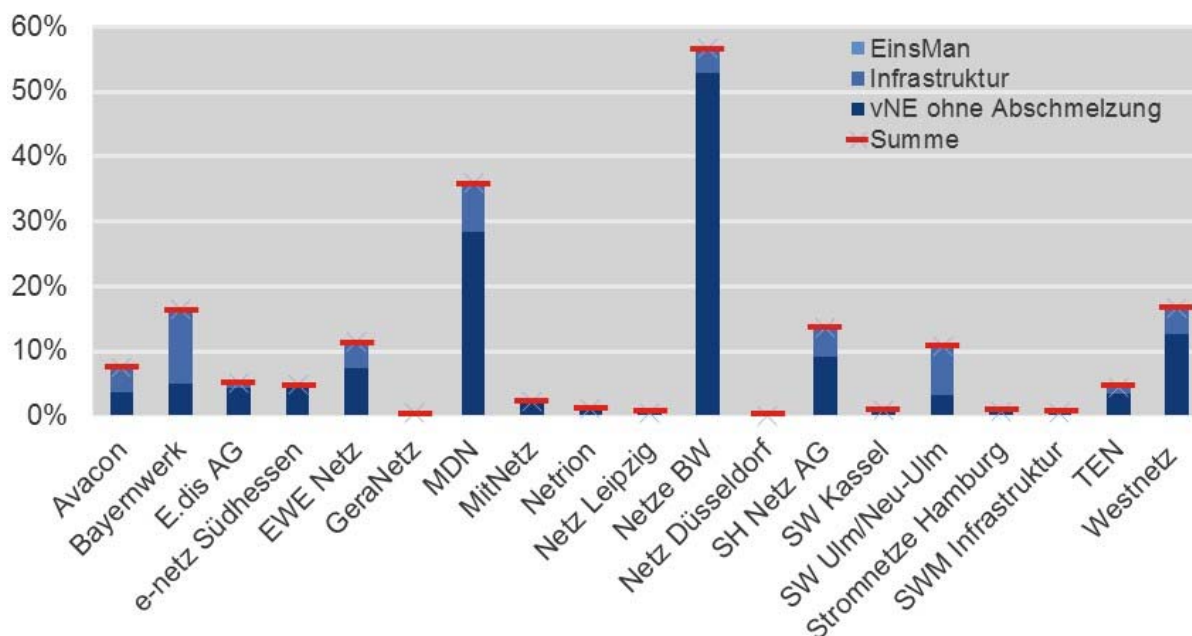


Bild 5.7 Relative Veränderung der Verteilernetzkosten der betrachteten Verteilernetzbetreiber von 2017 bis 2030 bei Unterstellung der Beibehaltung der vNE, differenziert nach Bestandteilen am Beispiel der NS-Ebene

Es zeigt sich durchweg für alle Netzbetreiber eine Zunahme der Netzkosten mit allerdings sehr großer Bandbreite. Während bei einigen Netzbetreibern die Kosten der NS-Ebene mit Steigerungen von weniger als 5 % sehr moderat ausfallen, sind bei anderen Netzbetreibern erhebliche Kostenzunahmen um bis zu 55 % zu verzeichnen. Der größte Teil der Kostenzunahmen ist auf einen Anstieg der vNE zurückzuführen, der wiederum eine Folge des unterstellten Zubaus von Erzeugungsanlagen mit Anschluss in der NS-Ebene in Verbindung mit einem Anstieg der Entgelte der vorgelagerten Netzebene ist; hierbei handelt es sich weit überwiegend um PV-Dachflächenanlagen und kleinere PV-Freiflächenanlagen.

In Bild 5.8 ist analog die Kostenentwicklung am Beispiel der HS-Ebene dargestellt. Auch hier beziehen sich die relativen Veränderungen auf den Zeitraum 2030 ggü. 2017 und auf die Kosten ohne herabgewälzte Kosten.

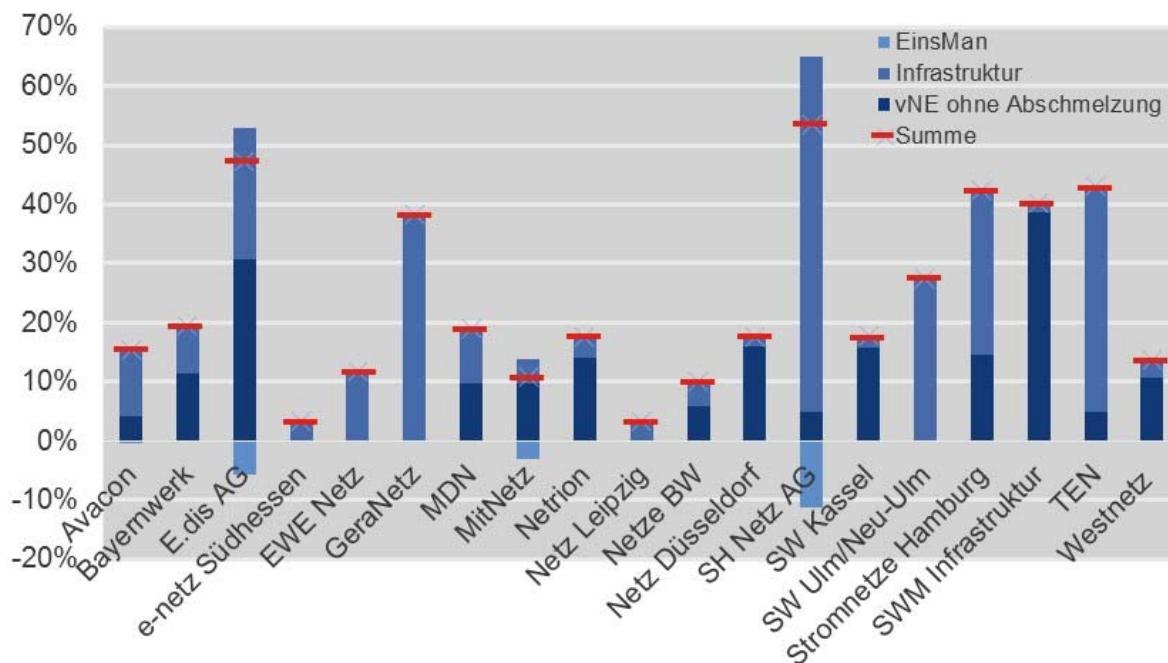


Bild 5.8 Relative Veränderung der einzelnen Bestandteile der Verteilernetzkosten der betrachteten Verteilernetzbetreiber von 2017 bis 2030 bei Unterstellung der Beibehaltung der vNE am Beispiel der HS-Ebene

Auch hier zeigt sich durchweg eine Zunahme der Netzkosten mit ebenfalls sehr großer Bandbreite. Obwohl die Kosten des Einspeisemanagements bei einigen Netzbetreibern zurückgehen, ergeben sich insgesamt (oben als Summe markiert) steigende Kosten. Anders als in der NS-Ebene sind die Kostenanstiege in der HS-Ebene weit überwiegend auf den Ausbau der Netzinfrastruktur zurückzuführen. Bei einzelnen Verteilernetzbetreibern liegen die Anstiege der vNE ebenfalls in nennenswerter Höhe. Diese sind hier auf Erzeugungsanlagen mit Anschluss in der HS-Ebene zurückzuführen. Hierbei handelt es sich vorwiegend um große Windparks.

Als Ergebnis der Analysen zur künftigen Entwicklung der Netzentgelte sind in Bild 5.9 die Netzentgelte eines Haushaltskunden mit einem Jahresstromverbrauch von 3.500 kWh/a im Vergleich der Jahre 2030 und 2017 dargestellt.

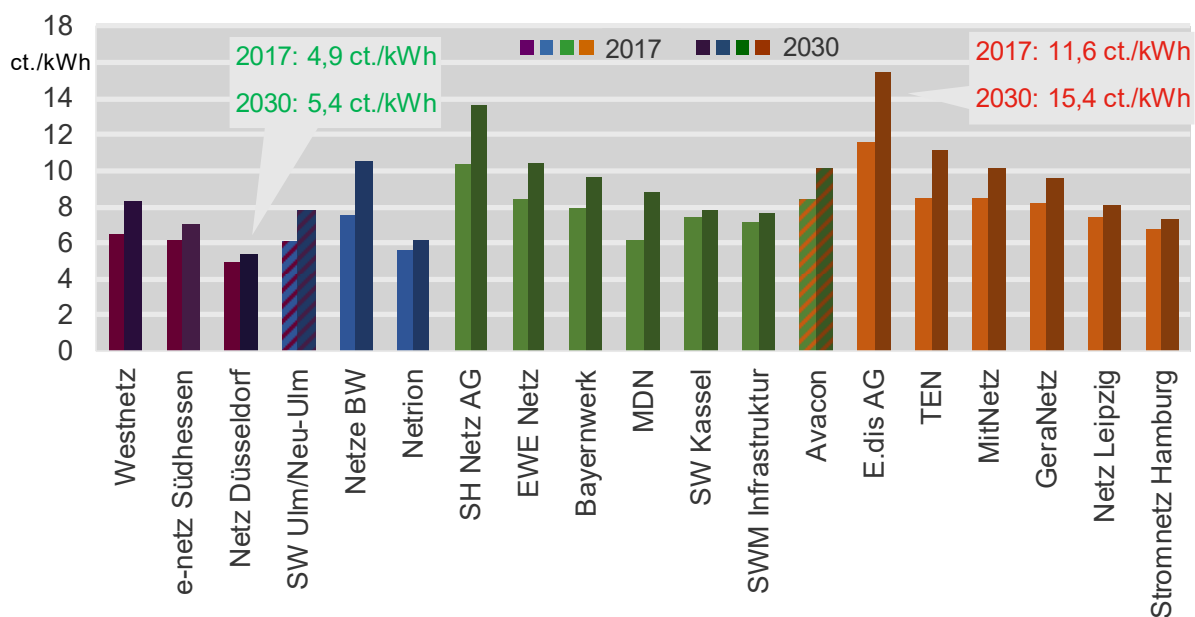


Bild 5.9 Vergleich der Netzentgelte eines Haushaltskunden in den Jahren 2017 und 2030 bei Unterstellung der Beibehaltung der vNE

Es zeigt sich in allen Netzgebieten ein Anstieg der Netzentgelte, der unterschiedlich stark ausgeprägt ist. Die relative Erhöhung der Entgelte liegt zwischen 5 % (Städtische Werke Kassel) und 42 % (Main-Donau Netzgesellschaft). Die absolute Erhöhung liegt zwischen 0,4 ct/kWh und 3,9 ct/kWh, die durchschnittliche Erhöhung beträgt 1,6 ct/kWh. Durch die Unterschiedlichkeit der Erhöhungen nimmt die Spreizung der Entgelte zu; während der Spreizungsfaktor zwischen höchstem und niedrigstem Entgelt in 2017 ca. 2,4 beträgt, liegt er im Jahr 2030 bei ca. 2,9.

Zur Veranschaulichung der regionalen Entwicklung der Entgeltelniveaus sind in Bild 5.10 die Netzentgelte für einen Haushaltskunden mit einem Jahresstromverbrauch von 3.500 kWh/a dargestellt, links für das Jahr 2017 und rechts für 2030.

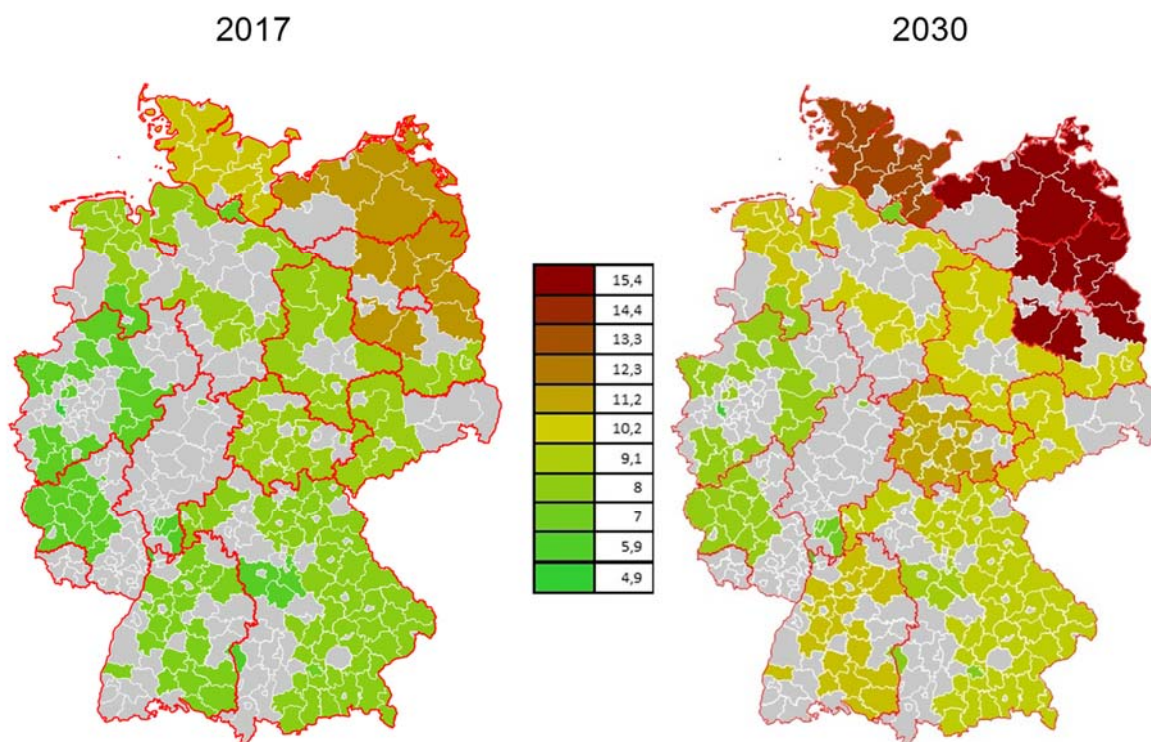


Bild 5.10 Vergleich der Netzentgelt-niveaus in ct/kWh im Jahr 2017 (links im Bild) und im Jahr 2030 (rechts im Bild) bei Unterstellung der Beibehaltung der vNE am Beispiel eines Haushaltskunden

Niedrige Netzentgelte sind in 2030 weiterhin vorrangig in städtischen Gebieten – hier gut erkennbar in Hamburg, Düsseldorf, Darmstadt und München – und hohe Entgelte in ländlichen Regionen zu finden. Vor allem aber zeigt sich hier deutlich eine Verstärkung der bereits im Jahr 2017 vorhandenen Spreizung zwischen dem im Jahr 2030 nochmals deutlich gestiegenen Entgelt-niveau im Norden und Nord-Osten und dem weiterhin eher niedrigen Entgelt-niveau im Westen und Südwesten.

Ergänzend wird auch hier – analog zur Darstellung der Analyseergebnisse zum Entgelt-niveau im Jahr 2017 in Abschnitt 4.1 – die regionale Verteilung der Entgelt-niveaus für einen Indust-riekunden mit Anschluss in der HS-Ebene und einem Jahresverbrauch von 100 GWh bei 6.000 Benutzungsstunden dargestellt (Bild 5.11).

Auch für Industriekunden zeigt sich durchweg ein Anstieg der Netzentgelte. Im Einzelnen liegen die Entgeltzunahmen zwischen 32 % und 71 %, die Spreizung nimmt allerdings etwas ab. Während sie im Jahr 2017 bei 5,3 liegt, beträgt sie im Jahr 2030 „nur“ noch etwa 4,4. Insgesamt ist die Spreizung aber weiterhin noch deutlicher ausgeprägt als in den darunterliegenden Netz-ebenen.

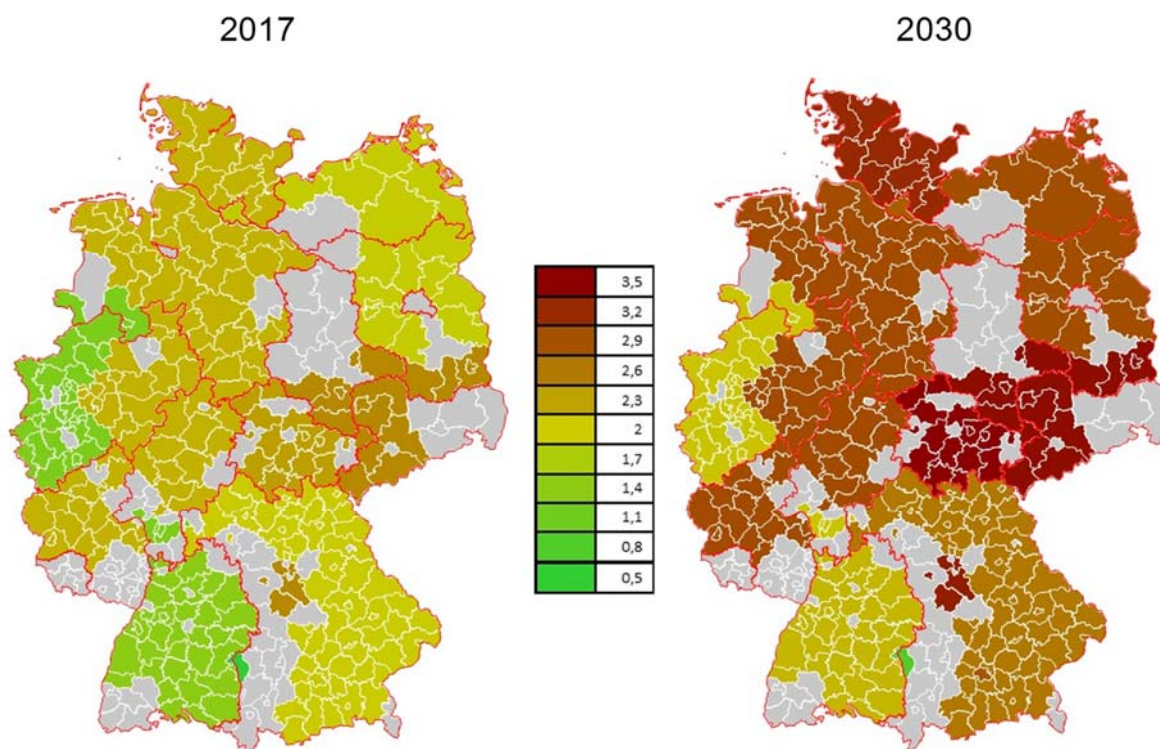


Bild 5.11 Vergleich der Netzentgelt-niveaus in ct/kWh im Jahr 2017 (links im Bild) und im Jahr 2030 (rechts im Bild) bei Unterstellung der Beibehaltung der vNE am Beispiel eines Industriekunden mit Anschluss in der HS-Ebene

Obige Darstellung verdeutlicht, dass die regionale Verteilung der Entgelte aus dem Jahr 2017 im Wesentlichen auch im Jahr 2030 vorzufinden ist. Die niedrigsten Entgelte liegen weiterhin tendenziell im Westen und Süd-Westen. Die höchsten Entgelt-niveaus sind im Süden Ost-deutschlands und nun auch im Norden ersichtlich. Hier zeigt sich die Wirkung des deutlichen Anstiegs der Entgelte im Übertragungsnetz bei TenneT und 50 Hertz.

5.2.3 Einfluss des Kostenanstiegs im Übertragungsnetz auf Netzentgelte in Verteilernetzen

Um zu veranschaulichen, zu welchen Anteilen der für Kunden mit Anschluss in der NS-Ebene prognostizierte Netzentgeltanstieg auf Kosten- und Entgeltanstiege im Übertragungsnetz und im Verteilernetz zurückzuführen ist, findet sich in Bild 5.12 eine entsprechend differenzierte Darstellung der Entgeltanstiege.

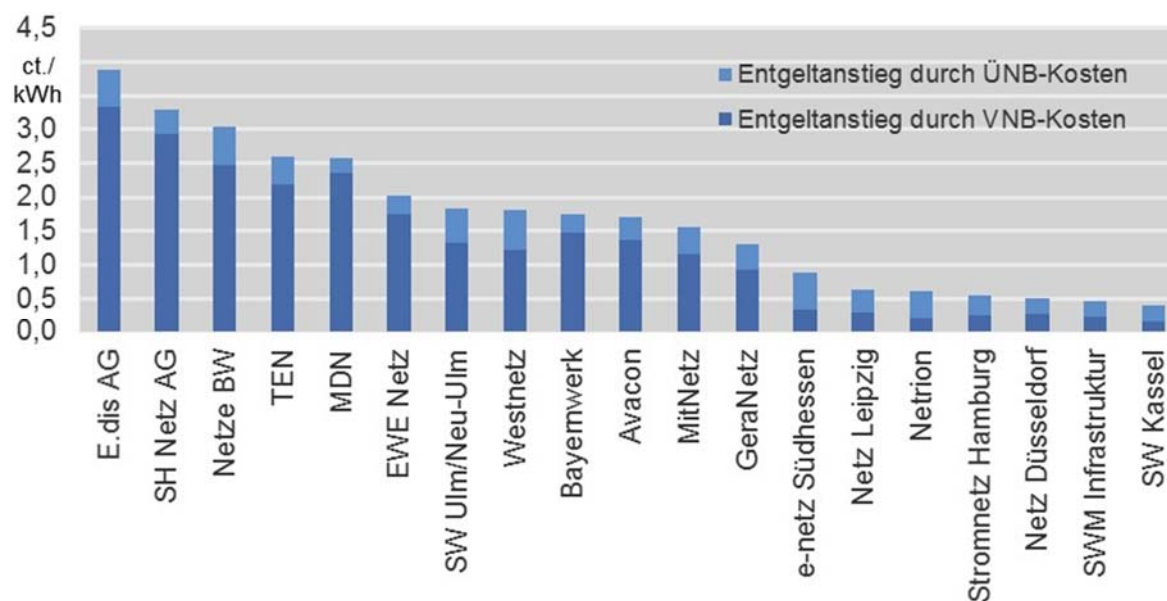


Bild 5.12 Aufteilung des Netzentgeltanstiegs auf Kostenanstiege im Übertragungs- und in Verteilernetzen am Beispiel eines Haushaltskunden mit Anschluss in der NS-Ebene

Der Einfluss des Anstiegs der Übertragungsnetzkosten auf die Entgeltzunahme ist für Kunden mit Anschluss in der NS-Ebene recht gering. Der relative Anteil der Kostenzunahme des Übertragungsnetzes am Entgeltanstieg ist insbesondere dort gering, wo der Entgeltanstieg insgesamt besonders hoch ausfällt; dort ist in den Verteilernetzebenen ein großer Kostenanstieg zu verzeichnen. Hieraus lässt sich implizit ableiten, dass eine Vereinheitlichung der Entgelte auf Übertragungsnetzebene, die aktuell verschiedentlich gefordert wird, zumindest für Haushalts- und Kleingewerbekunden nur geringe Auswirkungen auf die Entgelte hätte; die regionale Entgeltspreizung ließe sich dadurch somit nur geringfügig abmildern.

Anders sieht es für Kunden mit Anschluss in den oberen Netzebenen aus. In Bild 5.13 ist eine Aufteilung des Netzentgeltanstiegs auf Kostenanstiege im Übertragungs- und Verteilernetz am Beispiel eines Industriekunden mit Anschluss in der HS-Ebene dargestellt.

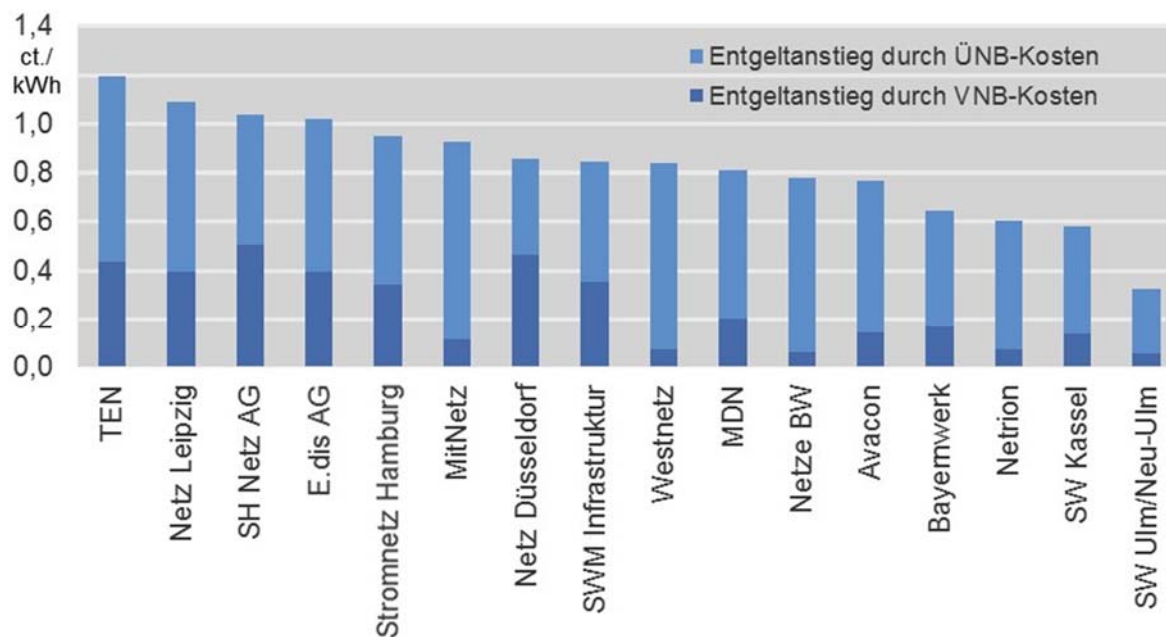


Bild 5.13 Aufteilung des Netzentgeltanstiegs auf Kostenanstiege im Übertragungs- und Verteilernetz am Beispiel eines Industriekunden mit Anschluss in der HS-Ebene

Hier ist ein signifikanter Einfluss des Anstiegs der Übertragungsnetzkosten auf die Höhe der Entgelte für Kunden mit Anschluss in der HS-Ebene ersichtlich. Bei nahezu allen Verteilernetzbetreibern ist der überwiegende Teil des Netzentgeltanstiegs auf die Kostenzunahmen in den Übertragungsnetzen zurückzuführen. Folglich hätte eine Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte für Industriekunden, die typischerweise in den oberen Netzebenen angeschlossen sind, deutlich größere Auswirkungen als für Haushalts- und Kleingewerbekunden. Die Entgeltspreizung würde deutlich abnehmen; die Entgelte für Kunden in den Versorgungsgebieten von TenneT und 50 Hertz würden sinken und für Kunden mit Anschluss in den Gebieten von Amprion und TransnetBW ansteigen.

5.3 Einfluss der Eigenversorgung auf Verteilernetzentgelte

Vielfach wird in der aktuellen Diskussion um die Entwicklung von Netzentgelten angeführt, dass die zunehmende Eigenversorgung infolge der hierdurch sinkenden Stromentnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung zu steigenden Netzentgelten führt, was mitunter als eine Entsolidarisierung von der Netzkostentragung angesehen wird. Der Einfluss der Eigenversorgung in der Niederspannung auf die Höhe der Netzentgelte wird nachfolgend am Beispiel der Entgelte eines Haushaltskunden mit Anschluss im Versorgungsgebiet des Bayernwerks dargestellt. Das Gebiet des Bayernwerks wird hier deshalb herausgegriffen, da hier der Anteil der

Eigenversorgungsmengen sowohl im Jahr 2017 als auch in der Prognose für 2030 am größten (unter den in dieser Studie betrachteten Netzbetreibern) ist. In Bild 5.14 sind den für 2017 und 2030 (ohne und mit Abschmelzung der vNE) beobachteten bzw. prognostizierten Entgelten jeweils die Entgelte gegenübergestellt, die sich ergeben würden, wenn die durch Eigenversorgung gedeckten Mengen vollständig einbezogen würden und somit der Bruttostromverbrauch für die Kalkulation und Erhebung von Netzentgelten herangezogen würde.

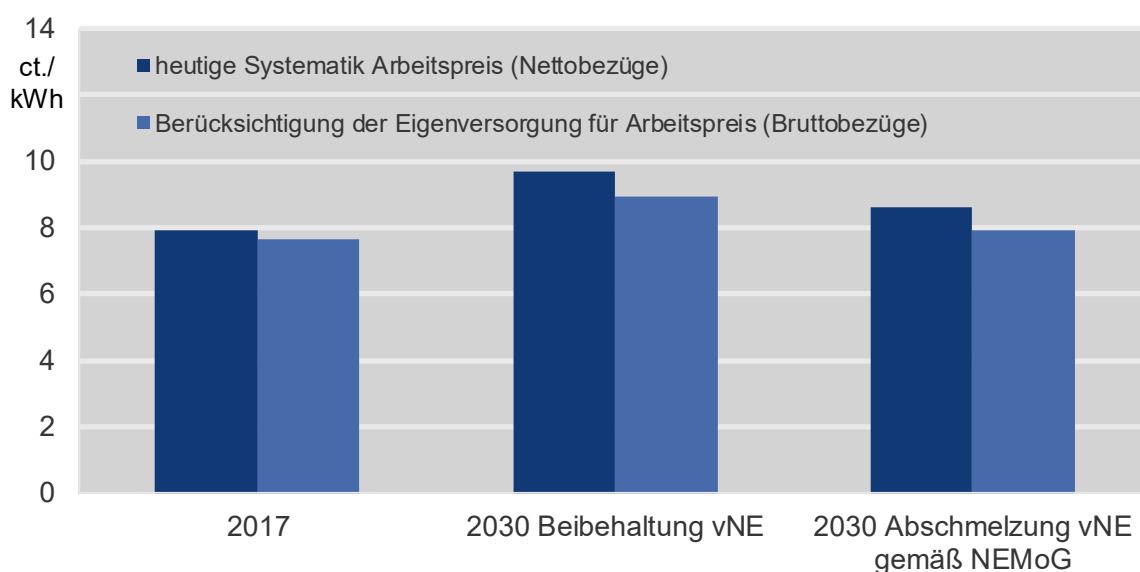


Bild 5.14 Vergleich der Netzentgelte mit und ohne Berücksichtigung der Eigenversorgungsmengen am Beispiel eines Haushaltskunden im Versorgungsgebiet des Bayernwerks

Wie die Ergebnisse zeigen, hätte eine Belastung des Bruttostromverbrauchs (und somit auch des eigenverbrauchten Stroms) mit Netzentgelten nur relativ geringe Auswirkungen auf die Höhe der Netzentgelte. So lägen die spezifischen Netzentgelte für einen Haushaltskunden im Versorgungsgebiet des Bayernwerks bei Umlage der Netzkosten auf die Bruttobezüge mit 7,67 ct/kWh nur etwa 3 % (absolut: 0,26 ct/kWh) niedriger als bei der heutigen Umlage auf die Nettobezüge (7,93 ct/kWh). Auch wenn die durch eine Einbeziehung der Eigenversorgungsmengen erzielbare Entgeltreduktionen in 2030 aufgrund der erwarteten Steigerung der Eigenversorgungsmengen mit knapp 8 % etwas größer wären als 2017, sind die Entgeltunterschiede (absolut: 0,66 ct/kWh) dennoch vergleichsweise gering. Die vermuteten Verteilungswirkungen der Eigenversorgung im Bereich der Netzentgelte sind somit quantitativ im betrachteten Zeitraum voraussichtlich relativ begrenzt.

6 Zusammenfassende Schlussfolgerungen

Aus den Analysen zu den Entwicklungen der Netzkosten lassen sich folgende Erkenntnisse zusammenfassen:

- Zusätzliche jährliche Kosten aufgrund von Investitionen für Netzausbaumaßnahmen sind ein wesentlicher Faktor für die Entwicklung der Netzentgelte. In Summe über alle Netzebenen wird geschätzt, dass die jährlichen zu deckenden Netzkosten bis 2030 um bis zu 3,2 Mrd. Euro pro Jahr auf über 27 Mrd. Euro pro Jahr steigen. Davon fallen dann ca. 8 Mrd. Euro pro Jahr im Übertragungsnetz und ca. 19 Mrd. Euro im Verteilnetz an. Dabei ist ein EE-Ausbau von 50 % an der Bruttostromerzeugung unterstellt.
- Durch die Auslagerung der Offshore-Anbindungskosten in eine eigene Umlage reduzieren sich die netzentgeltrelevanten Kosten um die bis 2030 kumulierten zusätzlichen jährlichen Kapitalkosten von dann 1,5 Mrd. Euro pro Jahr, die durch zusätzliche Investitionen im Offshorebereich ausgelöst werden. Darüber hinaus fließen auch die Bestandskosten der Offshore-Netzanbindung nicht mehr in die Netzentgelte, wodurch diese weiter reduziert werden.
- Zusätzliche Kosten durch Investitionen für Netzausbaumaßnahmen werden durch einen Rückgang der Kosten für vermiedene Netzentgelte (auf Grund der aktuellen Rechtslage nach NEMoG) z.T. kompensiert. Für die vermiedenen Netzentgelte wird für 2030 ein Niveau von ca. 1,3 Mrd. Euro erwartet, das noch an Bestandsanlagen gezahlt wird. Dies bedeutet einen Rückgang von ca. 1,5 Mrd. Euro im Vergleich zu 2017.
- Unter der Annahme, dass die im 1. Entwurf des NEP 2017 - 2030 vorgesehenen Ausbauprojekte vollständig und zeitgerecht umgesetzt werden, wird geschätzt, dass Kosten für das Engpassmanagement (Redispatch und Einspeisemanagement) noch in gewissem – wenngleich deutlich geringerem – Umfang erforderlich sein werden. Im Jahr 2017 beliefen sich die jährlichen Kosten hier auf ca. 1 Mrd. Euro. Mittelfristig wäre bei entsprechendem Netzausbau mit einem Rückgang auf unter 600 Mio. Euro pro Jahr zu rechnen.
- Andere netzentgeltrelevante Kosten (z. B. Kosten für Systemdienstleistungen, Netz- und Kapazitätsreserve sowie Sicherheitsbereitschaft) verändern sich im Zeitraum bis 2030 nur in geringem Umfang und sollten sich somit nur geringfügig auf die Entwicklung der Netzentgelte auswirken.

- Derzeit weisen die Netzentgelte eine große regionale Spreizung auf. Bei den (repräsentativ ausgewählten) betrachteten Netzbetreibern liegt das höchste Netzentgelt für Haushaltskunden bei 11,6 ct/kWh und somit etwa um den Faktor 2,4 höher als das niedrigste Entgelt, welches 4,9 ct/kWh beträgt. Für Industriekunden mit Anschluss in den oberen Netzebenen fällt die Spreizung sogar noch größer aus; hier beträgt der Faktor zwischen dem niedrigsten (0,5 ct/kWh) und dem höchsten Entgelt (2,5 ct/kWh) etwa 5,3.
- Bei Betrachtung der regionalen Lage und der Versorgungsstruktur der Netzbetreiber zeigt sich, dass hohe Netzentgelte vorrangig in ländlichen und niedrige Entgelte eher in städtischen Gebieten vorzufinden sind. Vor allem zeigt sich aber eine deutliche Spreizung zwischen den Entgeltniveaus im Norden und Nordosten Deutschlands (tendenziell hohe Entgelte) und dem Westen und Südwesten Deutschlands (tendenziell niedrige Entgelte).
- Erwartungsgemäß zeigt sich bis 2030 durchweg eine erhebliche Zunahme der Netzentgelte sowohl in den Übertragungs- als auch den Verteilernetzen.
- Betrachtet man die Netzentgelte aus einem Zeitraum vor Beginn des starken EE-Zubaus, so ist festzustellen, dass die in 2017 beobachtete Entgeltspreizung bereits zu einem großen Teil zu dieser Zeit vorhanden war. Dies verdeutlicht, dass der größere Teil der Netzentgeltunterschiede im Jahr 2017 offensichtlich nicht EE-bedingt, sondern strukturbedingt ist. Gleichwohl ist anzuerkennen, dass der EE-Ausbau bereits bis 2017 zu einer gewissen Zunahme der Entgeltunterschiede geführt hat, die sich künftig noch verstärken kann.
- Bei Abschmelzung der vNE gemäß NEMoG wird geschätzt, dass die Netzentgelte für Haushalte und Kleingewerbekunden (Niederspannung) zumindest bis 2030 in etwa auf dem Niveau des Jahres 2017 bleiben. Für Kunden mit Anschluss in den höheren Netzebenen ist die Wirkung einer Abschmelzung der vNE grundsätzlich etwas geringer ausgeprägt als in der NS-Ebene. Dort ergeben sich bei allen betrachteten Netzbetreibern bis 2030 trotz Abschmelzung der vNE weiterhin Entgeltanstiege. Für Industriekunden in der Hochspannungsebene liegen diese im Bereich zwischen etwa 15 % und 70 %.
- Unterstellt man hingegen entgegen den Regelungen im NEMoG, dass die vNE beibehalten werden, so zeigen sich bei allen betrachteten Verteilernetzbetreibern höhere Netzentgelte als bei Abschmelzung der vNE. Die Wirkung fällt jedoch je nach Netzbetreiber und Netzebene unterschiedlich stark aus. Die relative Erhöhung der Entgelte für Haushaltskunden liegt bei dieser Betrachtung zwischen 5 % und 42 %, der absolute Anstieg zwischen

0,4 ct/kWh und 3,9 ct/kWh. Durch die Unterschiedlichkeit der Erhöhungen nimmt der Spreizungsfaktor der Entgelte von derzeit ca. 2,4 auf knapp 3 im Jahr 2030 zu. Für Industriekunden würden sich bei Beibehaltung der vNE relative Entgelterhöhungen zwischen 32 % und 71 % ergeben.

- Vielfach wird in der aktuellen Diskussion um die Entwicklung von Netzentgelten angeführt, dass die zunehmende Eigenversorgung infolge der hierdurch sinkenden Stromentnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung zu steigenden Netzentgelten führt, was mitunter als eine Entsolidarisierung von der Netzkostentragung angesehen wird. Wie die Analyseergebnisse zur Eigenversorgung in der Niederspannung zeigen, hätte eine Einbeziehung der durch Eigenversorgung gedeckten Mengen in die Entgeltkalkulation und -erhebung allerdings nur geringe Auswirkungen auf die Höhe der Netzentgelte. Die vermuteten Verteilungswirkungen der Eigenversorgung im Bereich der Netzentgelte in der Niederspannung sind somit quantitativ im betrachteten Zeitraum voraussichtlich relativ begrenzt. Auf Grund der Rahmenbedingungen für industriellen Eigenverbrauch wird hier mit keiner dynamischen Entwicklung und Steigerung der Mengen gerechnet, so dass sich hier keine größeren Veränderungen zum aktuellen Stand in 2017 ergeben.

Literatur/Quellen

- 1. Entwurf NEP 2017 - 2030: Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017, Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 31.01.2017
- 3. Quartalsbericht 2015 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen Viertes Quartal 2015 sowie Gesamtjahresbetrachtung 2015. Bericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen, Bundesnetzagentur (BNetzA), 02.08.2016
- 5. Monitoringbericht zur Energiewende – Die Energie der Zukunft, Berichtsjahr 2015, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi),
- BNetzA 2015: Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität, Bundesnetzagentur (BNetzA), Dezember 2015
- BNetzA 2015b: Evaluierungsbericht zu den Auswirkungen des § 19 Abs. 2 StromNEV auf den Betrieb von Elektrizitätsversorgungsnetzen, Bundesnetzagentur (BNetzA), 30.03.2015
- BNetzA Netzreserve 2018: Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2018/2019 sowie das Jahr 2020/2021, Bericht der Bundesnetzagentur April 2018
- BNetzA Kosten 2015 - 2017: Bereitstellung von entgeltrelevanten Kosten einzelner Beispielnetsbetreiber aus Mitteilungspflichten nach § 28 Nr. 1 ARegV Bundesnetzagentur (BNetzA), 2017
- BNetzA Monitoring 2017: Bereitstellung von Angaben und Kosten aus dem Monitoringbereichswesen. Bundesnetzagentur (BNetzA), 2017
- Consentec/ISI 2016: BMWi-Vorhaben Zukunftswerkstatt 2016, BAU-Szenario
- Consentec/ISI 2018: Schlussbericht im Rahmen des Vorhabens „Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende“ im Auftrag des BMWi, Karlsruhe/Aachen, März 2018
- dena 2014: dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Endbericht, Deutsche Energie-Agentur (dena), Berlin 11.02.2014
- Deutscher Bundestag 2016: Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Eva Bulling-Schröter, Caren Lay, Kerstin Kassner, weiterer Abgeordneter und der Fraktion DIE LINKE. – Drucksache 18/7057 –, 21.01.2016

- E-Bridge et al. 2014: BMWi-Verteilnetzstudie - Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie), E-Bridge, IAEW, Offis im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), 12.09.2014
- EEG 2016: EEG-Jahresabrechnung 2015 online verfügbar unter netztransparenz.de
- KapRes 2016: Kapazitätsreserve: Entwurf zur Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung einer Kapazitätsreserve, (Kapazitätsreserveverordnung – KapResV), Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 01.11.2016
- Löschel, A., Erdmann, G., Staiß, F., Ziesing, H.J.: Stellungnahme zum 5. Monitoringbericht zur Energiewende – Die Energie der Zukunft, Berichtsjahr 2015, Expertenkommission, Dezember 2016
- Monitoringbericht BNetzA 2016, Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Bundesnetzagentur (BNetzA), 30.11.2016
- NEP 2025: Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 29.02.2016
- Netztransparenz.de: Transparenzplattform der Übertragungsnetzbetreiber online verfügbar unter: www.netztransparenz.de
- ÜNB 2016: 50 Hertz, Amprion, Tennet, Transnet BW: Langfristanalysen 2016 – Systemanalysen der deutschen ÜNB gemäß §3 Netzreservekraftwerksverordnung, Abschlussbericht und Ergebnisse vom 30.11.2016 online unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Langfristanalysen_UeNB_2016_LF.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- VIK 2008: VIK-Mitteilungen 05/08, VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., 01.10.2008
- VIK 2009: VIK-Mitteilungen 06/09, VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., 30.11.2009
- VIK 2016: VIK-Mitteilungen 03/16, VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., 31.05.2016

Anhang

A Anhang

Künftige Entwicklung der Netzentgelte

Die hier dargestellten Ergebnisse wurden zu einem Zeitpunkt angefertigt, als die nun im NE-MoG festgelegte Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte sowie die Auslagerung der Offshore-Anbindungskosten in die Offshore-Umlage noch nicht beschlossen waren. Aus diesem Grund sind die genannten Festlegungen in den nachfolgenden Ergebnissen nicht enthalten.

Verteilernetzentgelte bei Abschmelzung der vNE gemäß NEMoG

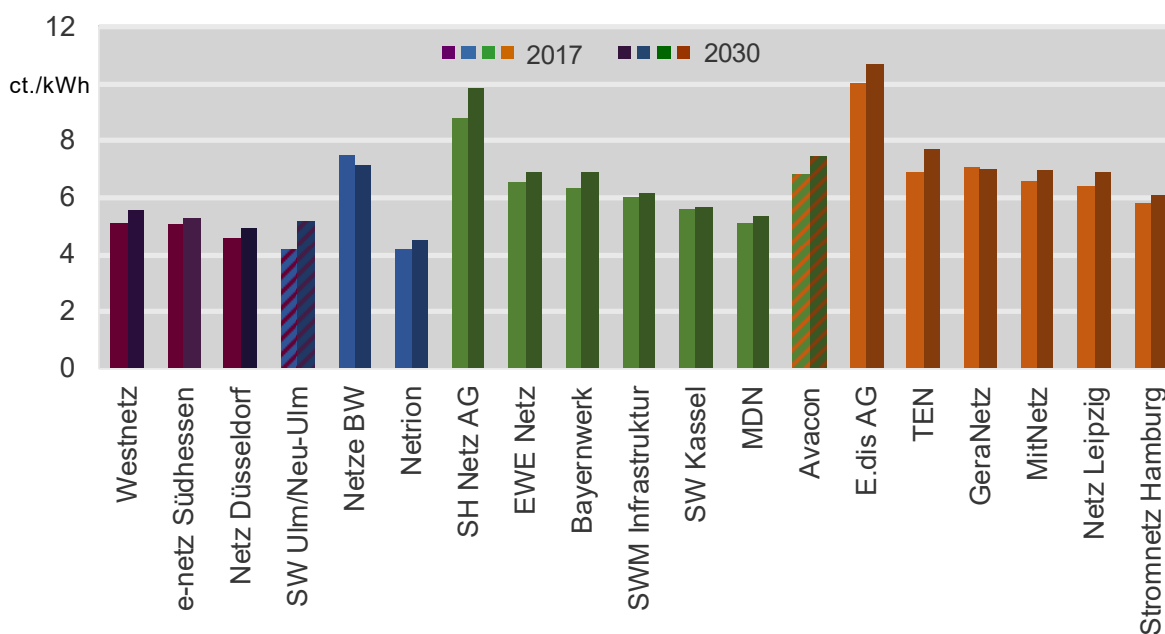


Bild A.1 Vergleich der Netzentgelte eines Kleingewerbekunden (SLP) in der Niederspannungsebene in den Jahren 2017 und 2030

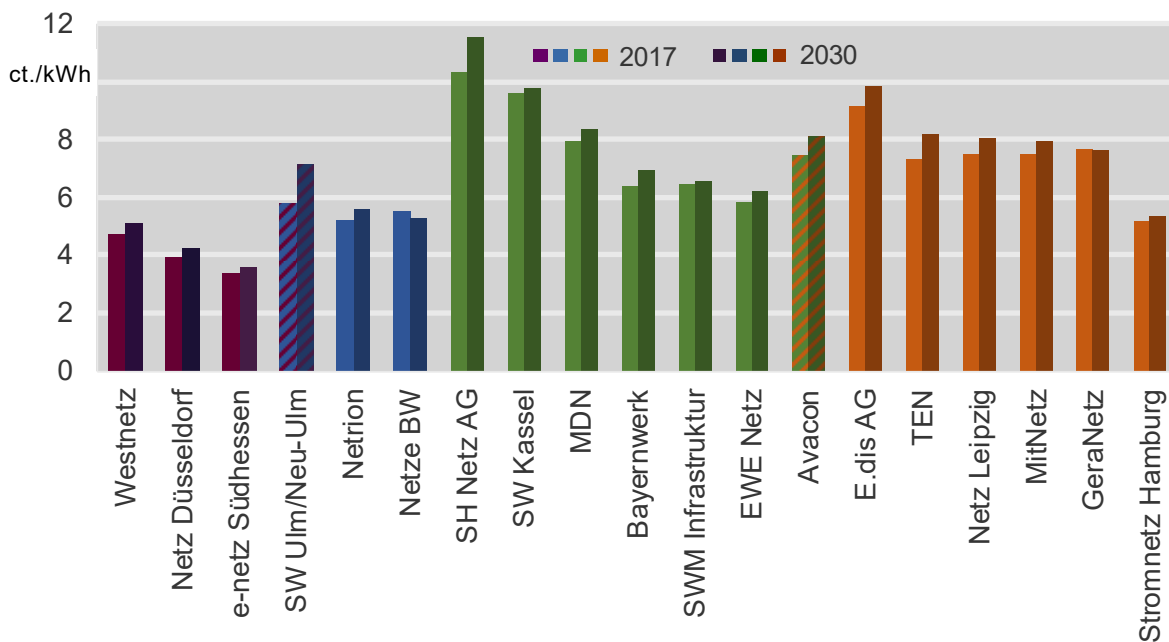


Bild A.2 Vergleich der Netzentgelte eines Kunden mit mittleren Benutzungsstunden (RLM) in der Niederspannungsebene in den Jahren 2017 und 2030

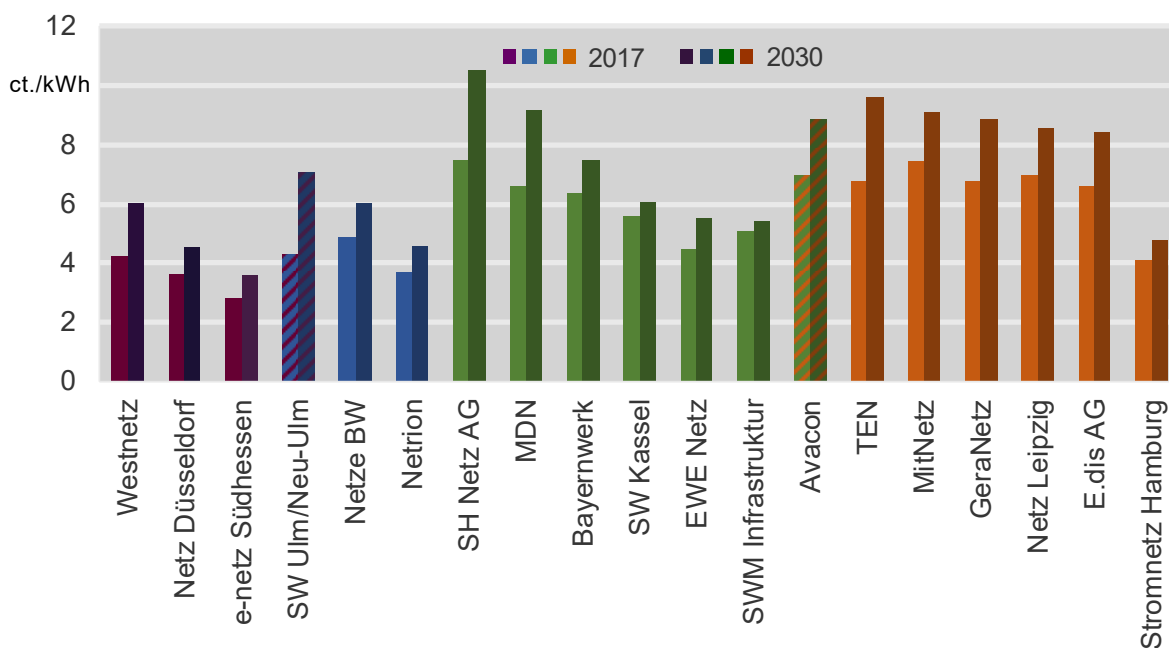


Bild A.3 Vergleich der Netzentgelte eines Kunden mit niedrigen Benutzungsstunden (RLM) in der Mittelspannungsebene in den Jahren 2017 und 2030

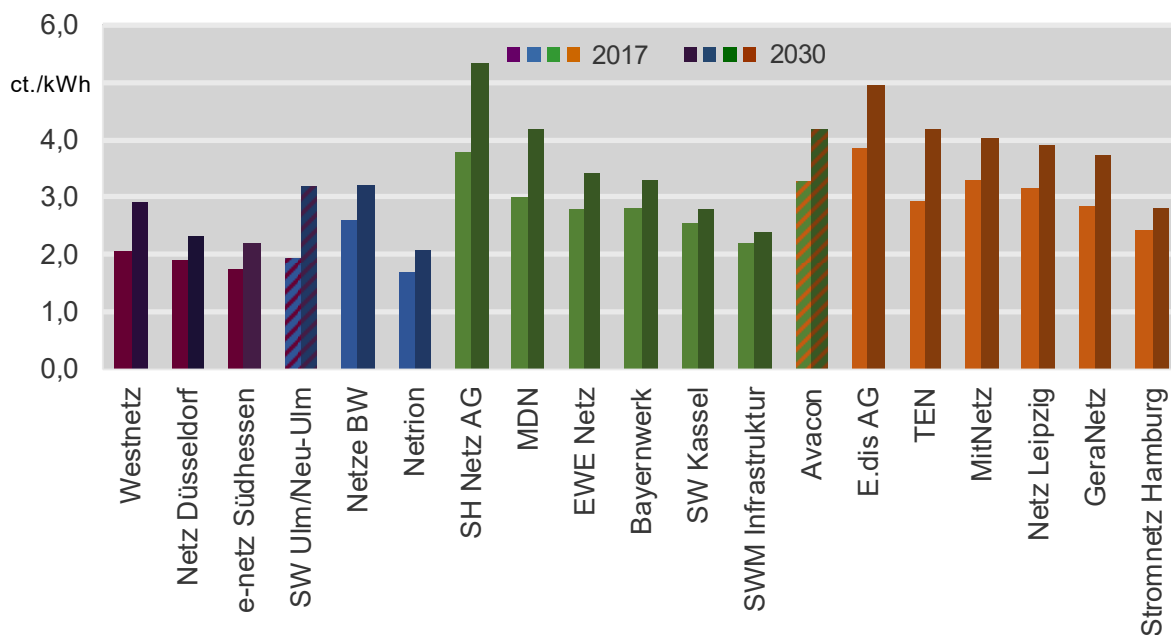


Bild A.4 Vergleich der Netzentgelte eines Kunden mit hohen Benutzungsstunden (RLM) in der Mittelspannungsebene in den Jahren 2017 und 2030

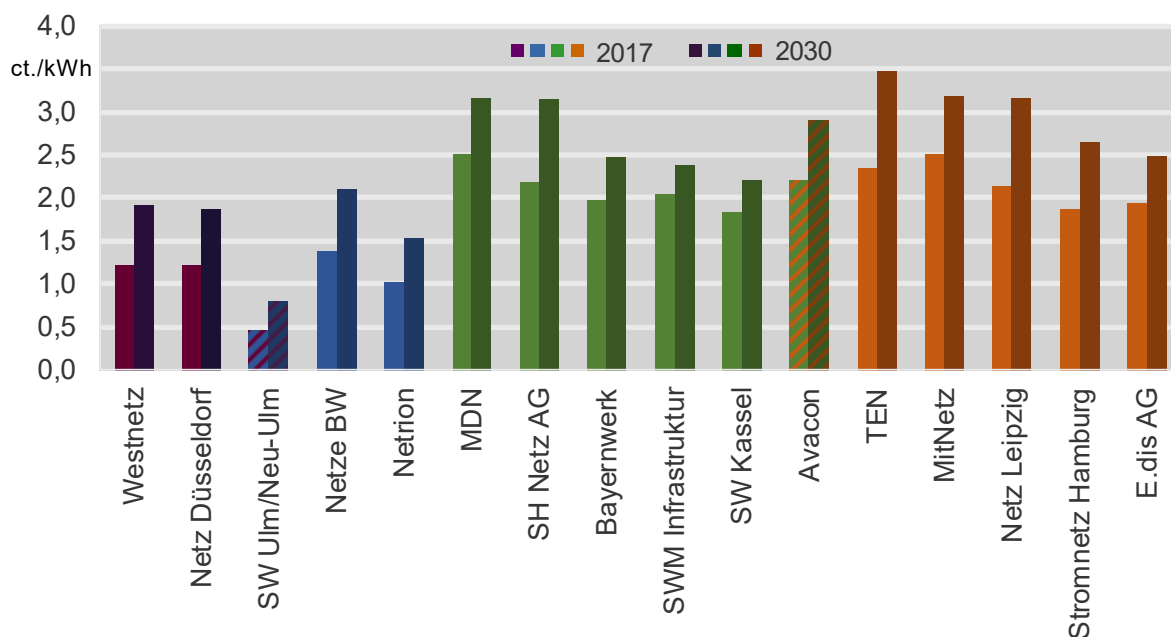


Bild A.5 Vergleich der Netzentgelte eines Kunden mit hohen Benutzungsstunden (RLM) in der Hochspannungsebene in den Jahren 2017 und 2030

Verteilernetzentgelte bei Unterstellung der Beibehaltung von vNE

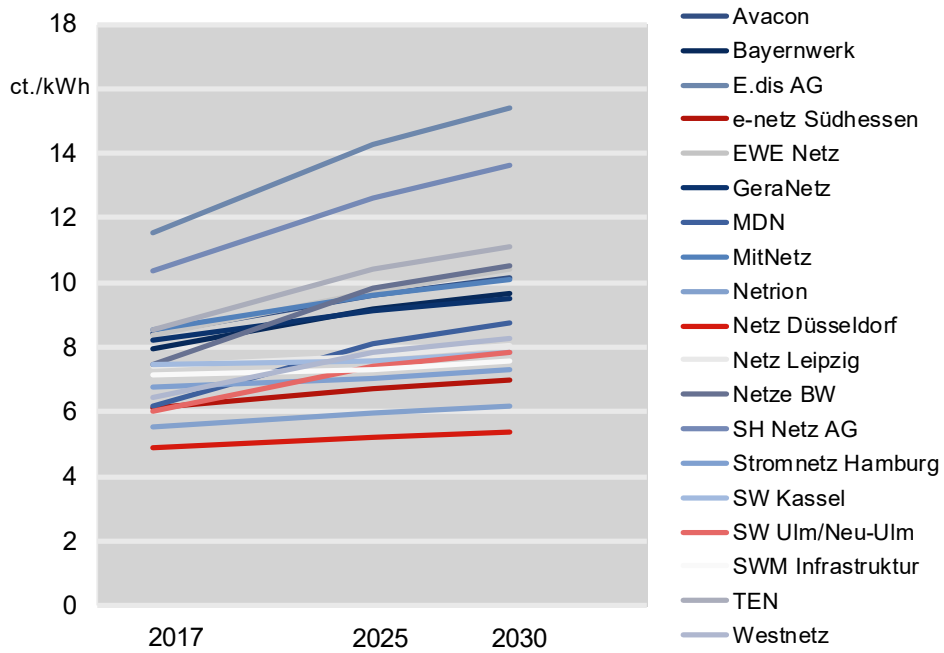


Bild A.6 Entwicklung der Netzentgelte von 2017 bis 2030 für einen Haushaltskunden (SLP) in der Niederspannungsebene

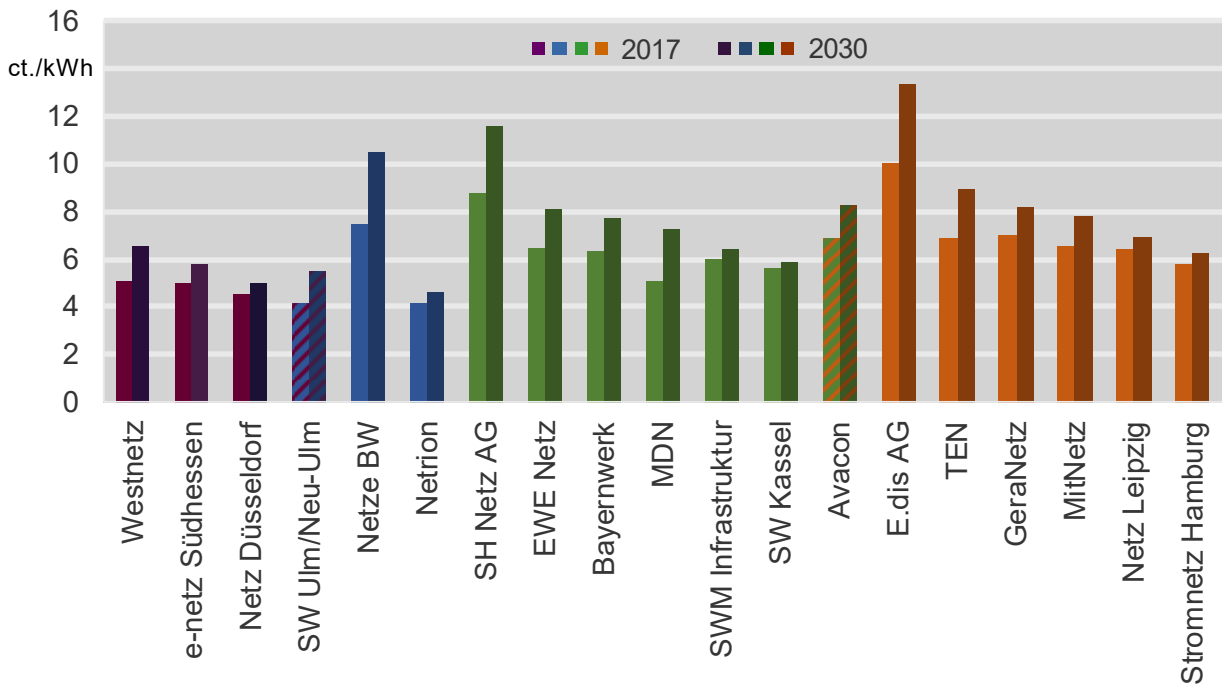


Bild A.7 Vergleich der Netzentgelte eines Kleingewerbekunden (SLP) in der Niederspannungsebene in den Jahren 2017 und 2030

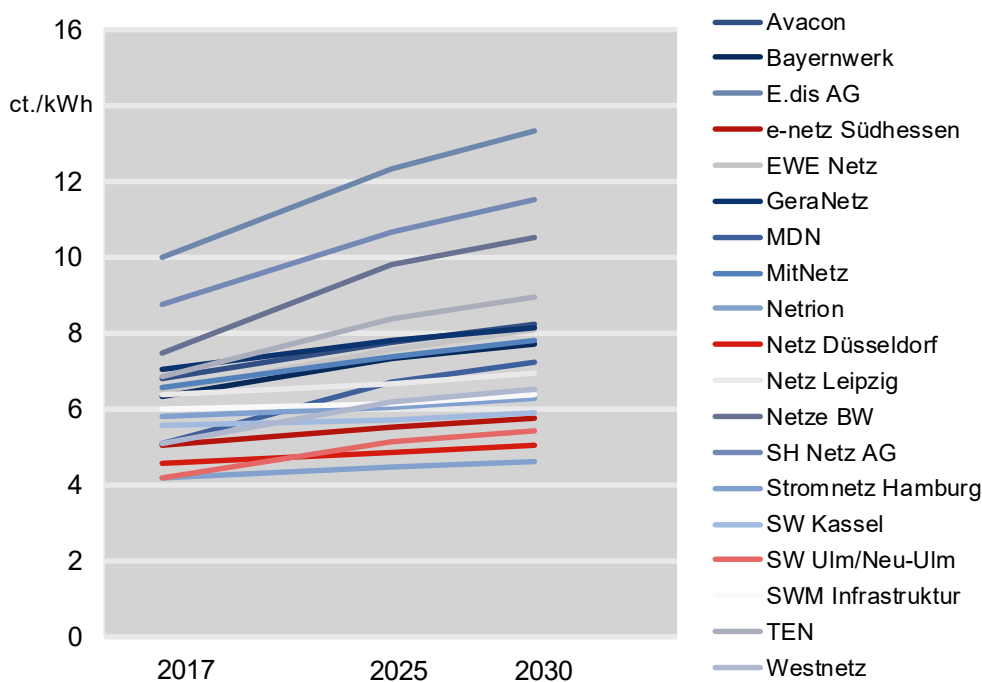


Bild A.8 Entwicklung der Netzentgelte von 2017 bis 2030 für einen Kleingewerbekunden (SLP) in der Niederspannungsebene

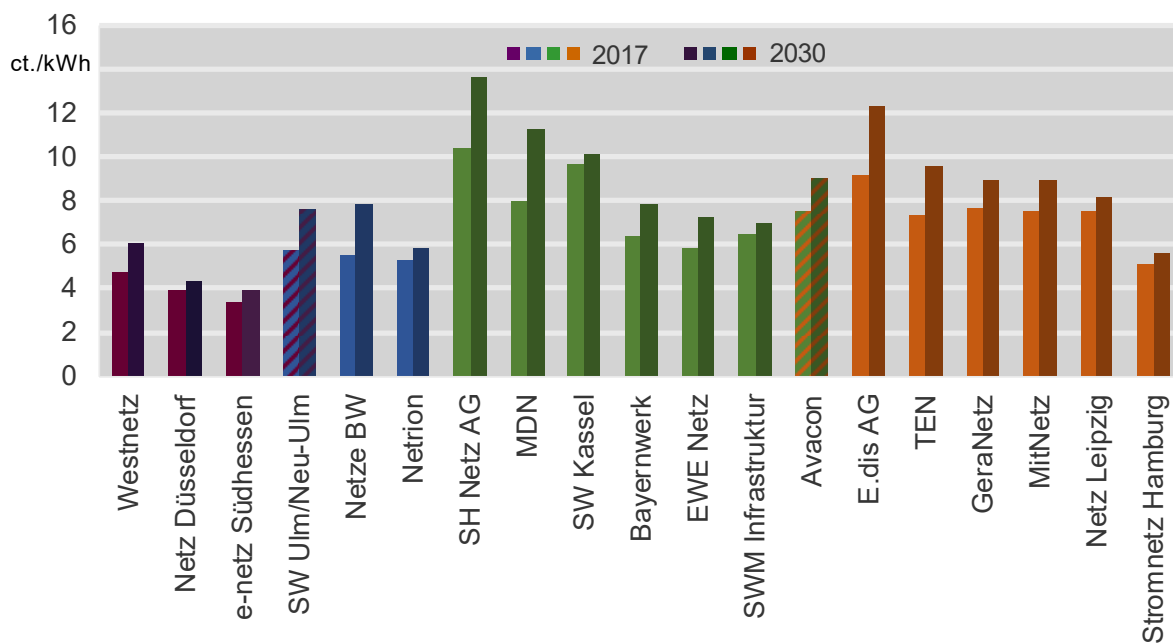


Bild A.9 Vergleich der Netzentgelte eines Kunden mit mittleren Benutzungsstunden (RLM) in der Niederspannungsebene in den Jahren 2017 und 2030

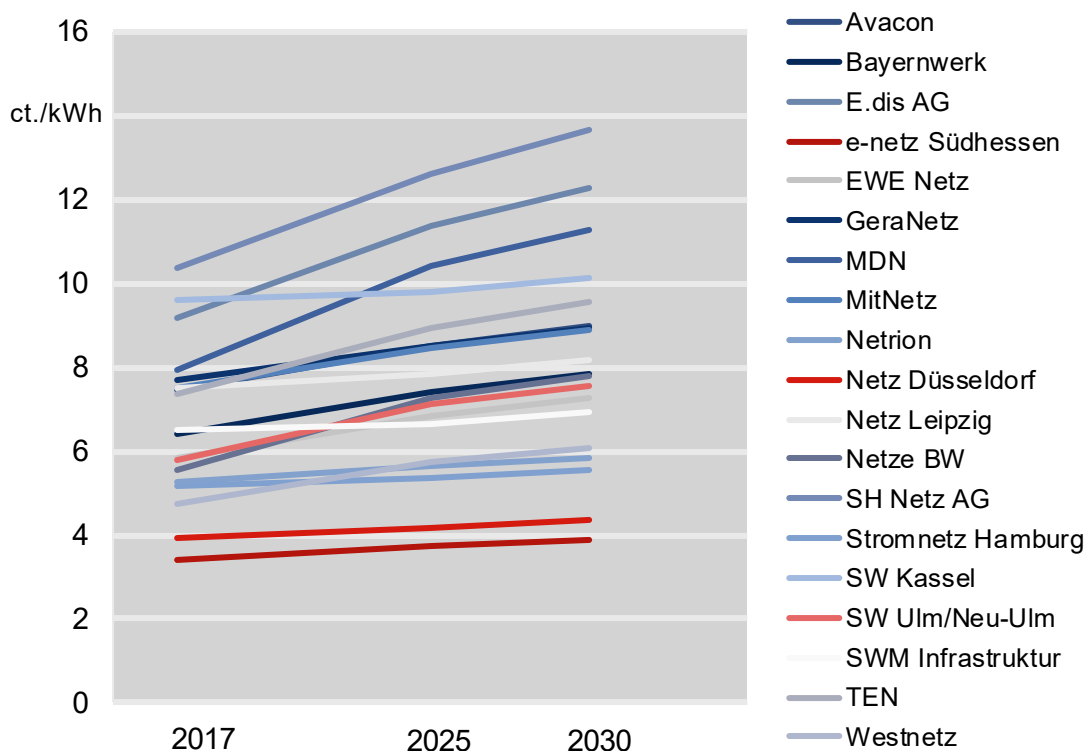


Bild A.10 Entwicklung der Netzentgelte von 2017 bis 2030 für einen Kunden mit mittleren Benutzungsstunden (RLM) in der Niederspannungsebene

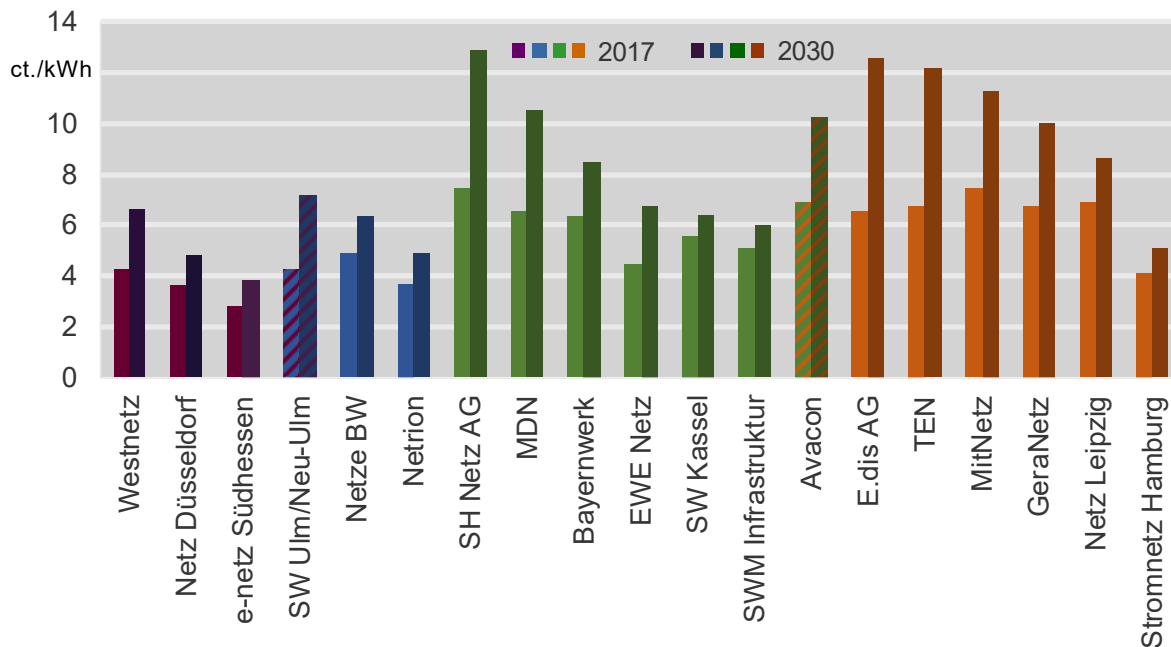


Bild A.11 Vergleich der Netzentgelte eines Kunden mit niedrigen Benutzungsstunden (RLM) in der Mittelspannungsebene in den Jahren 2017 und 2030

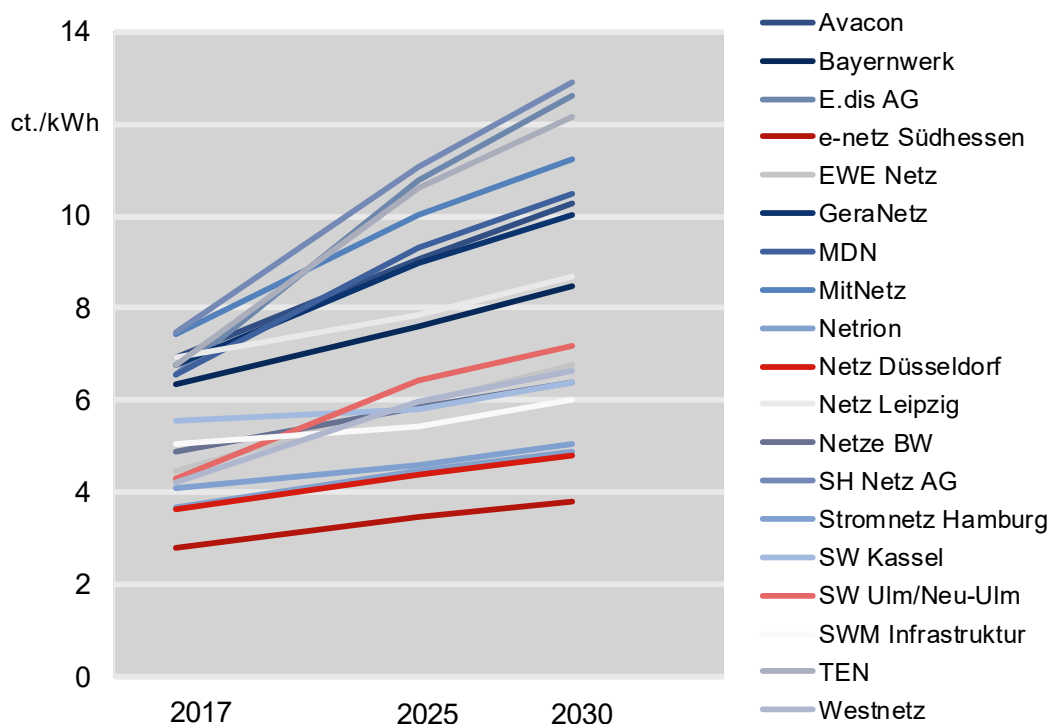


Bild A.12 Entwicklung der Netzentgelte von 2017 bis 2030 für einen Kunden mit niedrigen Benutzungsstunden (RLM) in der Mittelspannungsebene

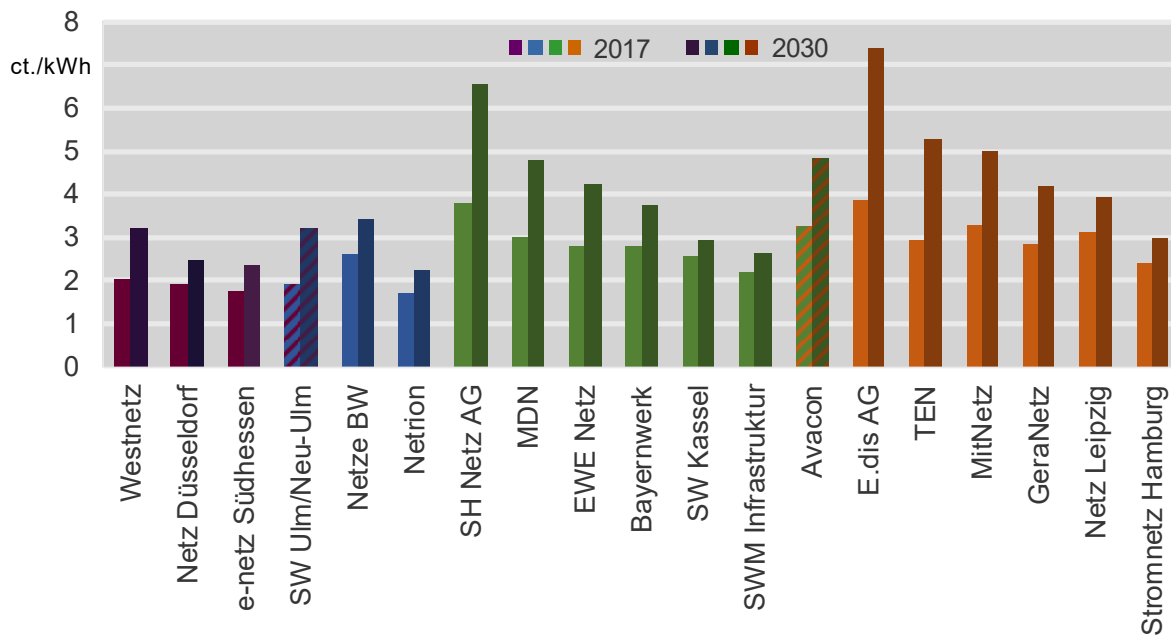


Bild A.13 Vergleich der Netzentgelte eines Kunden mit hohen Benutzungsstunden (RLM) in der Mittelspannungsebene in den Jahren 2017 und 2030

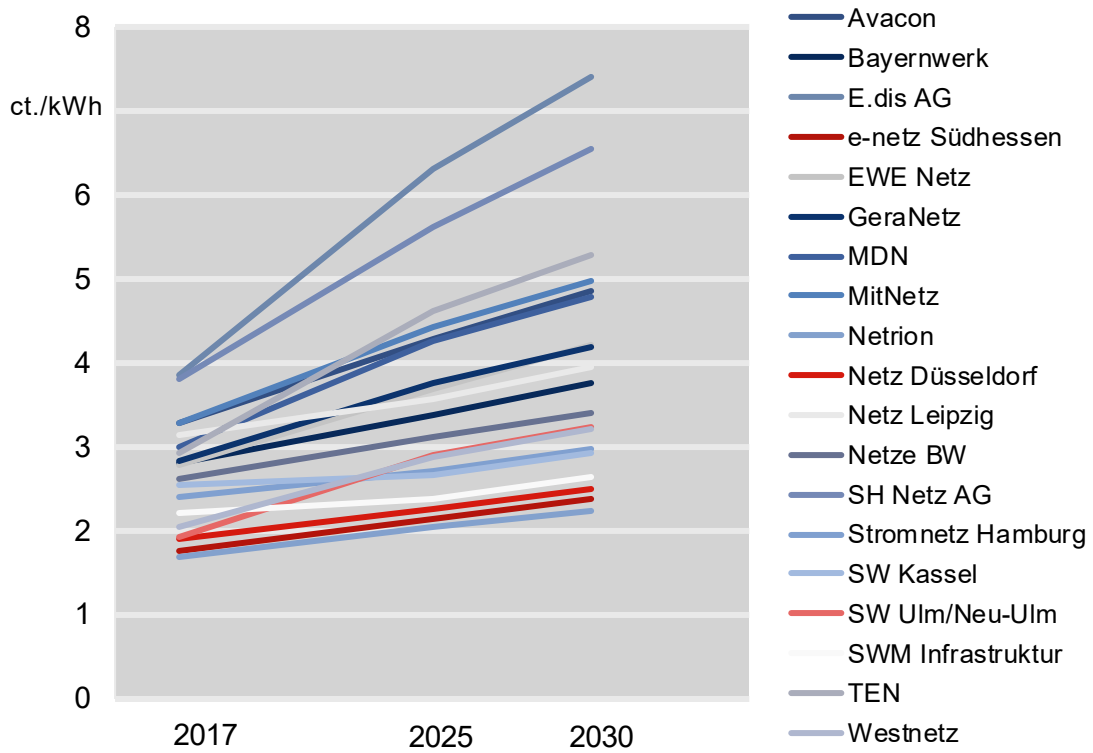


Bild A.14 Entwicklung der Netzentgelte von 2017 bis 2030 für einen Kunden mit hohen Be-
nutzungsstunden (RLM) in der Mittelspannungsebene

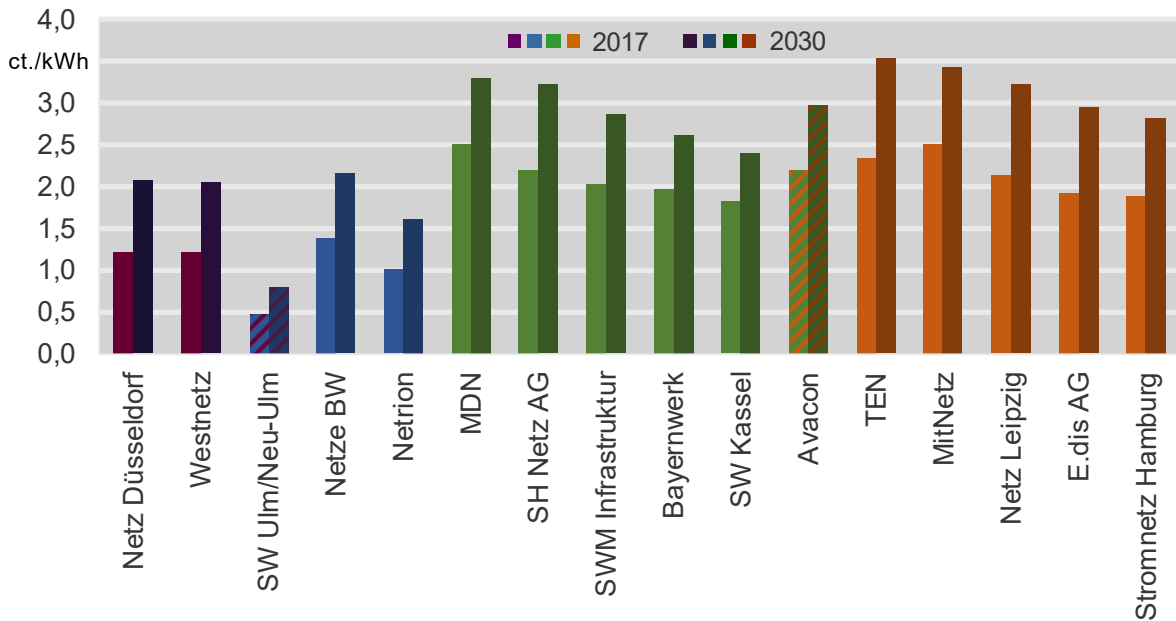


Bild A.15 Vergleich der Netzentgelte eines Kunden mit hohen Benutzungsstunden (RLM) in
der Hochspannungsebene in den Jahren 2017 und 2030

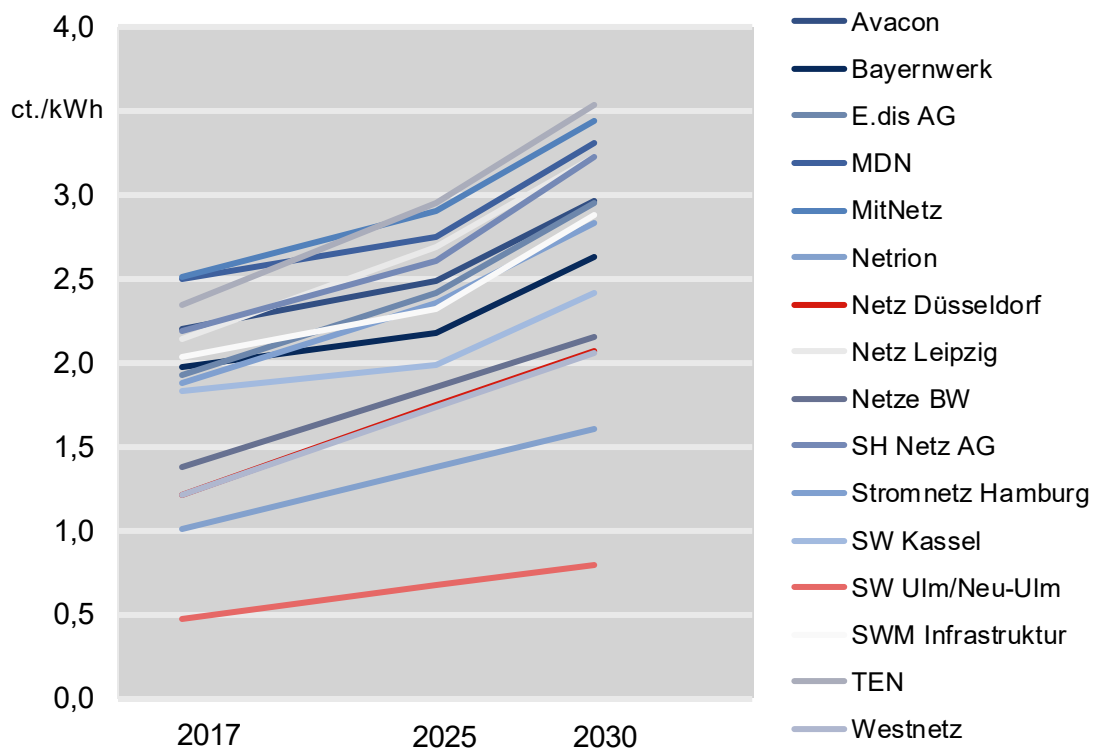


Bild A.16 Entwicklung der Netzentgelte von 2017 bis 2030 für einen Kunden mit hohen Benutzungsstunden (RLM) in der Hochspannungsebene