

Kostentreiber und ihre Wirkung auf die Entwicklung der Netzentgelte

Oliver Radtke, Micha Ries, Lukas Schuchardt und Jürgen Wilms

Seit einigen Jahren steigen in Deutschland die Netzentgelte aus unterschiedlichen Gründen. Netzinvestitionen beeinflussen wesentlich die Höhe der Netzkosten und wirken sich damit direkt auf die Netzentgelte aus. Im Bereich der Übertragungsnetze zählen dazu z. B. der angestrebte Netzausbau zum Transport der eingespeisten Windenergiemengen in den höheren Netzebenen und die Anschlusskosten der Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen. Doch welche Kostentreiber haben welche Auswirkungen auf die Entwicklung der Netzentgelte? Auskunft geben eine Analyse der relevanten Kostentreiber und eine Prognose über zukünftige Entwicklungen.

Investitionen und Betriebskosten der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber

Langfristig liegen die Kosten für 2 800 km neue Höchstspannungstrassen (Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen und 380-kV-Wechselspannungs-Leitungen) bis zum Jahr 2022 dem Netzausbauplan (NEP) Strom zufolge bei etwa 22 Mrd. €. Zusätzlich geht die Bundesnetzagentur im Bereich Onshore von rd. 16 Mrd. € Investitionsvolumen aus [1].

Im Bereich Offshore liegen bislang keine validen Abschätzungen zur Anschluss- und Kostensituation vor. Diese wurden daher von BET ermittelt und sind in Abb. 1 und 2 dargestellt [2]. Dabei wurden ausgehend von der kumulierten Nennleistung der geplanten Neuanschlüsse die Investitionskosten abgeleitet. Demnach ist insbesondere im

Jahr 2015 mit weiteren 4 Mrd. € Anschlusskosten zu rechnen.

Aus den Investitionskosten wurden über eine Annuität die jährlichen Kosten abgeleitet. Hierbei wurde eine Nutzungsdauer von 25 Jahren und ein Zinssatz von 3,7 % angesetzt [3].

Rückblickend wurden von den vier deutschen ÜNB allein im Jahr 2013 insgesamt ca. 1 087 Mio. € für Investitionen und 248 Mio. € für Aufwendungen in die Netzinfrastruktur aufgebracht. Darin enthalten sind auch ca. 16 Mio. € für Investitionen und Aufwendungen für grenzüberschreitende Verbindungen [4].

In den Verteilnetzen werden in der Regel keine Investitionsmaßnahmen genehmigt. Hier kann der Erweiterungsfaktor trotz der bekannten Mängel dieses Instruments als grober Anhaltspunkt für Investitionen dienen,

auch wenn damit keine abschließende Aussage über den tatsächlichen Investitionsbedarf der Energiewende abgeleitet werden kann. Dieser deckt sowohl EEG-bedingte Netzinvestitionen als auch reine Erweiterungsmaßnahmen ab. In den Jahren 2010 bis 2013 wurden zusätzliche Netzkosten in Höhe von 577 Mio. € aus Erweiterungsmaßnahmen in den Verteilnetzen in Netzentgelten umgesetzt. Tatsächlich spielen dabei auch Ersatzinvestitionen eine nicht unwesentliche Rolle, die aufgrund der Überalterung der Anlagen-güter notwendig sind.

Rückblickend wurden von den 789 deutschen VNB allein im Jahr 2013 insgesamt ca. 2 926 Mio. € für Investitionen und 2 851 Mio. € für Aufwendungen in die Netzinfrastruktur aufgebracht [5].

Der zusätzliche zukünftige Investitionsbedarf wird mit mindestens 23 Mrd. € bis

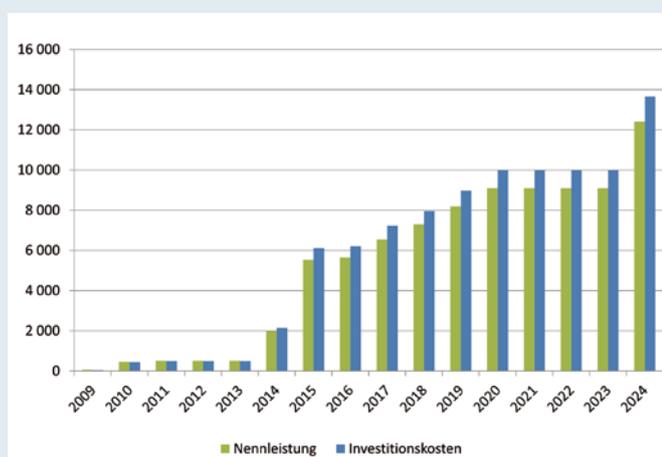


Abb. 1 Kumulierte Nennleistung und Investitionskosten aller bis zu diesem Jahr fertiggestellten Netzanschlüsse in kWh bzw. Mio. €

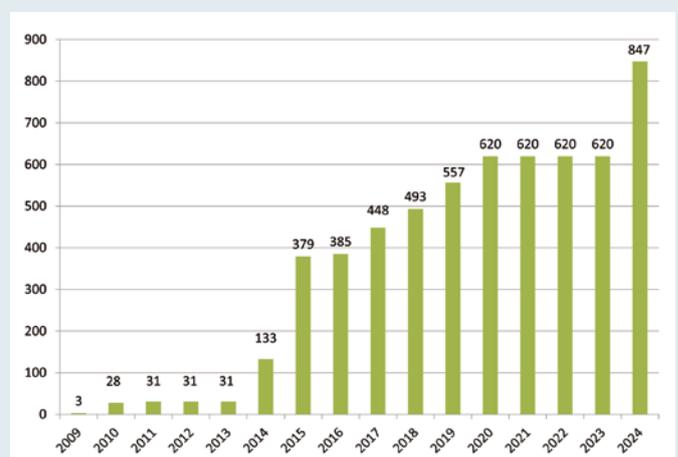


Abb. 2 Annuitätische Kosten aus Investitionen in Mio. €/a

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

¹ Abschätzung BET ² Angabe BNetzA ³ Monitoringbericht 2014

Abb. 3 Zusammenfassung der Kostentreiber und fiktive Abschätzung der Netzentgeltentwicklung

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

¹ Abschätzung BET ³ Monitoringbericht 2014

Abb. 4 Fiktive Abschätzung der zukünftigen Netzentgeltentwicklung

2032 beziffert, wobei rd. 70 % in den nächsten zehn Jahren zu erwarten wären [6]. Betroffen sind davon zu zwei Dritteln die Mittelspannungsnetze und zu rd. ein Drittel die Niederspannungsnetze.

Es ist jedoch anzumerken, dass das derzeitige Regulierungsregime im Verteilnetzbereich nicht ausreichend Anreize setzt, um den dargestellten (erheblichen) Investitionsbedarf zeitnah umzusetzen. Für die weiteren Kostenabschätzungen gehen die BET-Experten davon aus, dass der Regulierungsrahmen so angepasst wird, dass die benötigten Investitionen auch durchgeführt werden [7].

Im Zusammenhang mit dem EE-Zubau und der Reform der Anreizregulierung wird erwartet, dass auch die Betriebskosten in den nächsten 20 Jahren um 10–20 % steigen [8]. Die Aufgaben der Verteilnetzbetreiber nehmen langsam aber stetig zu: Auf die Höhe der künftigen Betriebskosten im Verteilnetz wirken auch neue Marktregeln zur Kommunikation, Bilanzierung, Messung, Datenübertragung- und Bereitstellung sowie einzelne Effekte der wachsenden Intensität der Liberalisierung. Im Bereich der Investitionen führt der Einsatz innovativer Technologie tendenziell zu höheren Betriebskosten, wobei insbesondere der Netzausbau mit intelligenter Technik durchaus an anderer Stelle wiederum Kosten sparen kann.

Weitere Kostentreiber

Aufgrund des räumlichen Auseinanderdriftens der Erzeugung und des Verbrauchs

müssen zusätzlich zum Verstärken des Netzausbaus weitere Maßnahmen zur Systemstabilität getroffen werden. Dazu zählt in erster Linie der sog. Redispatch, der bereits im Jahr 2013 mit 132,6 Mio. € [9] in die Erlösobergrenzen der Netzbetreiber eingepreist wurde. Darin enthalten sind die entgangenen Erlöse des Windanlagenbetreibers und die zusätzlichen Kosten für den Gaskraftwerkseinsatz.

Als weiterer Kostentreiber sind in den letzten Jahren im Wesentlichen aufgrund des Zubaus der dezentralen Erzeugungsanlagen die sog. vermiedenen Netzentgelte nach § 18 StromNEV gestiegen. Bereits in den Erlösobergrenzen 2013 waren vermiedene Netzentgelte in Höhe von rd. 1,17 Mrd. € zu finden. Auch das KWK-Ausbauziel ist mit 25 % Anteil an der Nettostromerzeugung bis 2020 sehr ambitioniert, so dass von deutlich steigenden Einspeisemengen auszugehen ist.

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

Leistung wurde ein „Best Guess-Szenario“ erstellt [10]. Hiernach entstehen bis 2016 aus der Untersagung von Stilllegung rd. 9 800 MW Kraftwerksleistung und damit Betriebsbereitschaftsauslagen in Höhe von rd. 530 Mio. €.

Auch die Einführung der Sonderformen der Netznutzung übt einen steigenden Einfluss auf die Netzentgelte aus: Nach § 19 Absatz 2 Satz 1 und Satz 2 StromNEV oder § 20 Abs. 2 GasNEV werden Groß- oder Industriekunden unter bestimmten Voraussetzungen mit Sonderentgelten auf Kosten der anderen Letztverbraucher entlastet. In Zukunft werden sich zusätzliche Aufwendungen in Verbindung mit der 50,2 Hertz-Problematik (SysStabV) und der Netzüber- speisung ergeben.

Auswirkungen auf die Netzentgelte

Die Netzentgelte von dreien der vier Übertragungsnetzbetreiber (Amprion: +15 %; TenneT: +5 %; Transnet +55 %) sind seit 2011 deutlich gestiegen [11]. Lediglich bei 50HzT sind die Netzentgelte seit 2013 gesunken. Auch im Verteilnetzbereich haben sich die durchschnittlichen Netzentgelte im gleichen Zeitraum im Bereich der Haushalte (+12 %), des Gewerbes (+15 %) und der Industrie (+30 %) deutlich erhöht [12].

Überführt man die größten der zuvor aufgezeigten Kostentreiber in ein stark vereinfachtes Wälzungsszenario, so lässt sich die Kostenwirksamkeit fiktiv anhand eines spezifischen Arbeitspreises darstellen [13]. Dadurch lassen sich sowohl vergangene

Kostensteigerungen erklären, als auch eine Prognose für weitere Entwicklungen ableiten (siehe Abb. 3 und 4). Auch die BNetzA geht derzeit von einer durchschnittlichen Anhebung des spezifischen Arbeitspreises für Haushaltskunden von derzeit rd. 6,5 ct/kWh auf 8,0 ct/kWh (+23 %) aus.

Aufgrund der Vielzahl der Effekte gehen die BET-Experten von steigenden Netzkosten aus. Die Kostenerhöhung wird sich sowohl auf den verschiedenen Netzebenen als auch regional unterschiedlich auswirken. Die Kostenverteilung auf die Regionen und Nutzergruppen ist Bestandteil der Netzentgeltsystematik und kann spürbare wirtschafts- und strukturpolitische sowie soziale Auswirkungen aufweisen. Um den zukünftigen Anforderungen gerecht zu werden, bedarf es somit einer umfassenden Diskussion der bestehenden Netzentgeltsystematik, bei der es keine Denkverbote geben sollte.

Anmerkungen

- [1] BNetzA, 6. Göttinger Tagung 27.-28.3.2014.
 [2] Quellen: Abbildungen 1 und 2: BET; Daten Netzanschlüsse: Veröffentlichungen des ÜNB „TenneT TSO“; Szenarien zu den annuitätischen Kosten: BET „Best Guess“.
 [3] Zinssatz analog der Vergleichbarkeitsrechnung nach §14 Abs. 2 ARegV ermittelt.
 [4] BNetzA: Monitoringbericht 2014. Bonn 2014.
 [5] Ebd.
 [6] BMWI: „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (Verteilernetzstudie). Bonn 2014; teilweise reicht die Schätzung sogar bis zu 49 Mrd. €.
 [7] Siehe dazu bspw. die Stellungnahme von BET zur Evaluierung der ARegV; BET: Evaluierung der Anreizregulierung gemäß § 33 Abs. 1 ARegV – Stellungnahme zu den Inhalten des letzten (4.) Workshops vom 23.10.2014 in Bonn. Aachen 2014. Abrufbar unter: www.bet-aachen.de
 [8] Siehe Fn. [6].
 [9] Siehe Fn. [4].
 [10] Auswertung der BNetzA-Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste (Stand: 20.10.2014).

[11] Grundlage der Berechnung sind die veröffentlichten Preisblätter unter der Annahme von 5 000 Bh.

[12] Siehe Fn. [4].

[13] Zur Vereinfachung wurden die Kostensteigerungen gleichmäßig auf den gerundeten Jahresverbrauch von Deutschland bezogen, um so einen Anhaltspunkt zu liefern.

O. Radtke, Berater, M. Ries, Teamleiter Regulierung, Dr. L. Schuchardt, Berater, Dr. J. Wilms, Senior-Berater, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH; Aachen
micha.ries@bet-aachen.de

Die vollständige Stellungnahme zur Entwicklung der Netzentgelte stellt die BET kostenfrei als Download zur Verfügung unter: www.bet-aachen.de