ZEITSCHRIFT FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT · RECHT · TECHNIK UND UMWELT

7 · 2015

SONDERDRUCK

RALF HIERSIG UND DIRK WITTIG

Gestaltung einer fairen Lastenverteilung in den Netzkostenund Netzentgeltstrukturen

Gestaltung einer fairen Lastenverteilung in den Netzkosten- und Netzentgeltstrukturen

Ralf Hiersig und Dirk Wittig

Das Netzentgelt ist eine Komponente des Letztverbraucherpreises und – neben der Konzessionsabgabe – die einzige Strompreiskomponente, die signifikante und strukturell bedingte Unterschiede aufweist. Die sach- und verursachungsgerechte Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik war lange Zeit nicht in Frage gestellt worden – trotz der Spreizung der Netzentgelte zwischen neuen und alten Bundesländern sowie in städtischen und ländlichen Regionen. Zu den politischen Aufgaben muss jedoch gehören, hier genau hinzusehen und eine faire Lastenverteilung anzustreben.

Hinreichend vereinfacht dargestellt, spiegeln die Netzentgelte das Verhältnis der Netzkosten zur Netzlast wider. Die historischen Unterschiede zwischen Ost- und Westdeutschland bestanden im Wesentlichen in höheren Kapitalkosten und einer geringeren Lastdichte in den neuen Bundesländern. Hier wurden die Netze in den 1990er Jahren im Zuge der Deindustrialisierung und des Bevölkerungsrückgangs ein erstes Mal weitgehend erneuert und umstrukturiert. Alte Lastzentren wurden vollständig zurückgebaut und neue, wesentlich kleinere sind "auf der grünen Wiese" entstanden. Alle Stadtwerke wurden nebst den zugehörigen Entflechtungsaufwendungen erst nach 1990 gegründet und ausgegliedert.

Die technischen Standards und die Versorgungssicherheit wurden in Verbindung mit dieser ersten "Energiewende" innerhalb eines Jahrzehnts auf das Niveau der Bundesrepublik angehoben. Die Akzeptanz der daraus resultierend höheren Netzentgelte war an den konkreten Nutzen der Kunden gebunden; auch unter der Randbedingung, dass bis vor wenigen Jahren Ausbau und Betrieb der Verteilnetze überall nahezu ausschließlich an den Bedürfnissen der Kunden und ihrer Netzentnahmen ausgerichtet waren.

Legitimationskrise der Netzentgeltsystematik

Das hat sich, insbesondere bei ostdeutschen Flächennetzbetreibern, mit der Dynamik der Energiewende zwischenzeitlich grundlegend geändert und eine weitreichende Diskussion um die "richtige" Netzentgeltsystematik entfacht. Wobei sich – so viel sei bereits vorweggenommen – die Zielrichtung der Diskussion teilweise unterschiedlich sowie überlappend

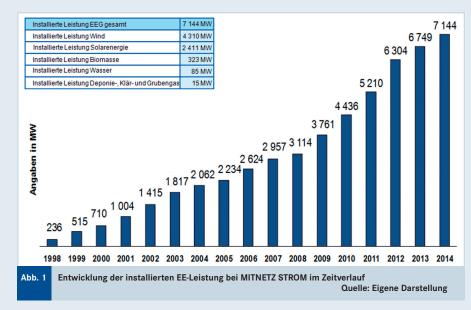
darstellt. Diskutiert werden im Wesentlichen sowohl die "gerechte" regionale Verteilung der Netzkosten, deren absolute Höhe und Einzelkomponenten, als auch die eigentlichen Strukturen der Netzentgelte hinsichtlich der verursachungsgerechten Verteilung auf die unterschiedlichsten Netznutzer untereinander [1].

Was hat sich geändert?

Seit Beginn der Energiewende wurden ca. 97 % der installierten Leistung von mittlerweile über 90 GW zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (EE) in Verteilnetzen angeschlossen. Wiederum ca. 80 % dieser Leistung befinden sich in den Netzen von 20 regionalen Flächennetzbetreibern [2]. Für die Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH (MITNETZ STROM) als Verteilnetzbetreiber in Brandenburg, Sachsen-Anhalt, Sachsen und Thüringen hat sich die installierte EE-Einspeiseleistung mehr als verzehnfacht (vgl. Abb. 1).

Allein die installierte Leistung aus Windund Solarenergie ist heute nahezu doppelt so hoch wie die maximale Netzlast. Die in das vorgelagerte Übertragungsnetz zurückgespeiste Leistung überstieg im Jahr 2013 erstmals die maximal bezogene Leistung. Der ins Übertragungsnetz zurückgespeisten Energie entsprechen mehr als 10 % des gesamten Netzabsatzes mit weiter steigender Tendenz. Der Anteil des eingespeisten Stroms aus erneuerbaren Energien lag im Jahr 2014 bei über 72 % des Letztverbraucherabsatzes und übertrifft somit die Ziele der Bundesregierung für das Jahr 2035 bereits deutlich.

Wind- und Photovoltaik-Einspeisungen sind teilweise extrem volatil. Auf die Verteilnetze wirken hierbei neue und bislang nie erreichte Leistungsspitzen. Die Einspeisungen können in kürzester Zeit fast vollständig "ausfallen". Die Richtung der Lastflüsse ändert sich mitunter innerhalb weniger Stunden zwischen diesen beiden Grenzszenarien.



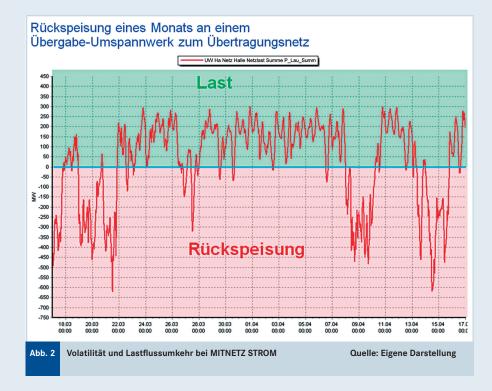
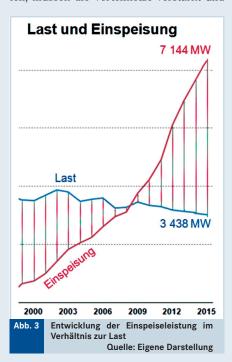


Abb. 2 verdeutlicht exemplarisch die Volatilität anhand des Lastganges in einem Umspannwerk der MITNETZ STROM, Abb. 3 zeigt – korrespondierend dazu – die Entwicklung der Einspeiseleistung im Verhältnis zur Last im gesamten Netzgebiet.

Insbesondere weil die Einspeisespitzen mittlerweile die Lastspitzen so deutlich übertreffen, müssen die Verteilnetze verstärkt und



erweitert werden. Zusätzlich ergeben sich neue Anforderungen an Netzbetrieb und -sicherheit. Immer öfter müssen Einspeiser abgeschaltet werden, um die Netzstabilität zu gewährleisten. Bei MITNETZ STROM werden diese komplexen Systemeingriffe inzwischen mehr als 270-mal mit über 10 000 abrechnungsrelevanten Einzelvorgängen im Jahr notwendig. Für die erfolgten Abschaltungen von Einspeisungen ist für alle betroffenen Anlagenbetreiber eine individuelle Härtefallentschädigung zu ermitteln und zu vergüten, die als Sonderlast in den lokalen Netzkosten verbleibt [3].

Paradigmenwechsel im Verteilnetzbetrieb

Das bedeutet summa summarum einen Paradigmenwechsel im Verteilnetzbetrieb – mit neuen Aufgaben, neuen Verantwortungsbereichen und zusätzlichem Mittelbedarf für Netzausbau, Innovationen, Personal und IT-Entwicklung. Während die Stromverteilung in der Vergangenheit stets eine Einbahnstraße vom Übertragungsnetz über die Verteilnetze hin zum Letztverbraucher mit bundesweit vergleichbaren Aufgaben und Verantwortlichkeiten war, gibt es nunmehr zahlreiche neue und regional unterschiedliche Herausforderungen, die bei besonders betroffenen Netzbetreibern zu steigenden

Kosten und damit verbunden zu regional steigenden Netzentgelten führen – mit dem Ergebnis, dass sich die eingangs dargestellte Preisschere weiter öffnet [4].

Schwerpunkt dieser Entwicklung sind die dünn besiedelten Gebiete im Osten und im Norden der Bundesrepublik. In diesen Regionen sind die je Anlage durchschnittlich größten installierten Leistungen mit Anschlüssen in Hoch- und Mittelspannungsnetzen besonders verbreitet. Dies führt zu vergleichsweise hohen Netzausbaukosten und damit zu überproportional steigenden Netzkosten. Das vereinzelt genannte Argument, die höheren Netzentgelte in den neuen Bundesländern resultierten aus einer Überdimensionierung der Netze, ist somit faktisch nicht zutreffend, da der Überschuss an dezentraler Einspeisung aus EE gerade hier einen überdurchschnittlichen Netzausbaubedarf bedingt.

Einheitliche Netzentgelte für eine "gerechte" Verteilung?

Diese Entwicklung ist Auslöser der Diskussion, die vorhandenen und absehbaren Mehrkosten der nationalen Zielsetzung der Energiewende nicht zu wirtschaftlichen Sonderlasten strukturschwacher Regionen werden zu lassen. Ob hier eine pauschale und undifferenzierte Vereinheitlichung aller Netzentgelte zielführend sein kann, sei bereits an dieser Stelle verneint. Aber warum?

Sicher ist, dass bundesweit einheitliche Netzentgelte für alle über 800 Netzbetreiber nur mit erheblichem Aufwand - verbunden mit Zusatzkosten für das Gesamtsystem - umgesetzt werden könnten. Die verursachungsgerechte Transparenz der heutigen Netzentgelte je Netzbetreiber als Anreiz zur Effizienz und regionalen Verantwortung ginge verloren. Absehbar ist, dass bei der Vereinheitlichung von Netzentgelten auf allen Ebenen die Kosten der anstehenden hohen Ersatzinvestitionen aus vielen Regionen Deutschlands ebenfalls in den bundesweiten Ausgleich fließen würden. Das wiederum führt in der Zukunft zu einer weiteren Belastung der strukturschwachen Regionen - insbesondere in den neuen Bundesländern. Offen bleibt die Frage, ob auch eine unterschiedliche Regulierungspraxis auf Bundes- und Länderebene zu regionalen Ungleichgewichten bei den genehmigten

Erlösobergrenzen im Rahmen einer bundesweiten Intransparenz führen kann.

Sachgerechte Alternativen für faire Netzentgelte

Die Kostenseite, ein maßgeblicher Einflussfaktor auf die Höhe der Netzentgelte in den deutschen Verteilnetzen, setzt sich grob aus den folgenden wesentlichen Bestandteilen zusammen:

- (gewälzte) Kosten für die Nutzung des vorgelagerten Netzes;
- vermiedene Netzentgelte für dezentrale Einspeiser;
- Kapitalkosten für Bestandsanlagen und Netzausbau (Abschreibung, Verzinsung, Steuern etc.):
- aufwandsgleiche Kosten für den Netzbetrieb (Personal, Wartung, Instandhaltung etc.).

Auf Basis dieser Grundannahme erfolgt zunächst ein Blick auf die aus Sicht des Verteilnetzbetreibers dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten der vermiedenen Netzentgelte. Diese stellen einen maßgeblichen Kostentreiber dar.

Problematik "Vermiedene Netzentgelte"

Die Einführung der Entgeltkomponente "Vermiedene Netzentgelte" in den Verbändevereinbarungen war von dem Gedanken getragen, dass dezentrale Erzeugungsanlagen zu einer Reduzierung des Netzausbauerfordernisses beitrügen. Geradezu dramatisch in die Höhe geschnellt ist dieses Kostenelement durch den Zubau von Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen und für die - unabhängig von regionaler Netz- und Lastsituation - eine Anschlussund Vergütungspflicht existiert. Diese Entwicklung ist in sich widersprüchlich, da folglich insbesondere der Zubau der volatilen und nicht steuerbaren Einspeiseanlagen den aktuellen und künftigen Netzausbaubedarf verursacht.

Mit dem Wegfall der nicht sachgerechten Vergütung von vermiedenen Netzentgelten für Anlagen, die ohnehin vollständig nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gefördert werden, würde eine besonders in den strukturschwachen Regionen – wegen der ohnehin höheren Netzentgelte – ausgeprägte regionale Sonderlast in den Netzkosten abgebaut werden und ein spürbarer Schritt in Richtung einer Angleichung der Netzentgelte erfolgen.

Bundesweit sind Kosten von rund 750 Mio. € für "vermiedene Netzentgelte EEG" in die EEG-Umlage 2015 eingerechnet worden, die als lokale Sonderlast in den Netzentgelten beim jeweiligen Netzbetreiber verbleiben. Durch die Berücksichtigung von vermiedenen Netzentgelten im bundesweiten Ausgleich wurde das Gesamtfördervolumen von ca. 24 Mrd. € zur Ermittlung der EEG-Umlage 2015 hingegen nur um 3 % reduziert [5].

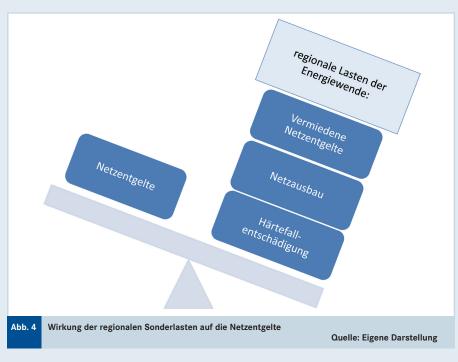
Zieht man in Betracht, dass etwa die Hälfte der Kosten für vermiedene Netzentgelte für EE-Einspeiser in den strukturschwachen Regionen mit den ohnehin höchsten Netzentgelten anfallen, entsteht dort eine überdurchschnittlich große Hebelwirkung auf die Höhe der Netzentgelte (hohe Kosten/geringe Absatzdichte). Diese nicht beeinflussbare Kostenkomponente beschleunigt eine Aufwärtsspirale der Netzentgelte – vergleichbar mit der Mitkopplung in einem Regelkreis.

Im Gegensatz zu konventionellen Erzeugungsanlagen (steuerbar im Sinne von flexiblen Auf- und Abrufen verbunden mit einem planbaren Grundlastbeitrag) sind die vermiedenen Netzentgelte für EE-Anlagen keine Entgeltkomponente, die Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetreibers hat. Die vermiedenen Netzentgelte für EE-Einspeiser reduzieren ausschließlich die bundesweite EEG-Umlage und werden so zu einer regionalen Sonderlast für die Kunden der Netzbetreiber mit hohem Einspeiseranteil und geringer Netzgebietslast.

Denkbar: Kostenbeteiligungsregelung für Netzausbau

Eine weitere Überlegung ist die Ablösung der uneingeschränkten und kostenneutralen Netzausbauverpflichtung beim Anschluss für EE-Anlagen (oder allgemein Erzeugeranlagen) zugunsten einer Kostenbeteiligungsregelung für solche Einspeiser, die einer Anlagenerrichtung in Netzgebieten mit bereits bestehendem Netzengpass beabsichtigen. Bewährte Praxis ist es, von Strombezugskunden für den Anschluss ihrer Anlagen - neben den Netzanschlusskosten - angemessene Baukostenzuschüsse für das vorgelagerte Netz zu verlangen. Mit dem Baukostenzuschuss werden anteilig die notwendigen Kosten für die Erstellung oder Verstärkung der Verteilnetzanlagen gedeckt.

Betreiber von Erzeugungsanlagen waren von einer entsprechenden Kostenbeteiligung bisher ausgenommen. Inzwischen



STROMNETZE

wird durch den Zubau von EE-Anlagen in verschiedenen Regionen der Netzausbau jedoch erst erforderlich. Die fehlende Synchronisation von EE-Zubau und Netzausbau führt gegebenenfalls zu überhöhten Gesamtkosten. Mit der Erhebung eines Baukostenzuschusses gegenüber Einspeisern könnten diese verursachungsgerecht an den Kosten des Netzausbaus beteiligt werden, ohne die Wirtschaftlichkeit der EE-Anlagen wesentlich zu beeinträchtigen. Zudem wäre zu erwarten, dass Betreiber dieser Anlagen bei ihren Planungen Netzengpassgebiete so berücksichtigen, dass insgesamt die Netzausbaukosten gedämpft und sinnvolle Lokationsanreize als Gegenpol zur Anschlussund Vergütungspflicht für Netzbetreiber geschaffen werden könnten.

Netze mit freien Kapazitäten könnten für Anlagenerrichter und -betreiber attraktiver gemacht werden, indem dort die Baukostenzuschüsse niedriger sind. Damit hätte der Baukostenzuschuss eine Lenkungswirkung im Sinne von Lokationsanreizen und würde gleichzeitig einen wirkungsvollen Beitrag zur Dämpfung des einspeisebedingten Anstiegs der Netzentgelte beziehungsweise zur Reduzierung regionaler Sonderlasten leisten (vgl. Abb. 4).

Die Auseinandersetzung im folgenden Themenkomplex gilt nicht der absoluten Höhe oder regionalen Verteilung der Netzkosten. Vielmehr ist es notwendig, sich zukunftsorientiert mit den traditionellen Preisstrukturen der Netzentgelte - wie zum Beispiel Grund- und Arbeitspreis für nicht-leistungsgemessene Verbraucher beziehungsweise Leistungs- und Arbeitspreis für Kunden mit Leistungsmessung - zu befassen. Das Ziel muss sein, auch weiterhin eine verursachungsgerechte Verteilung der Netzkosten auf die unterschiedlichen Netzinanspruchnahmen der Kundengruppen vor dem Hintergrund aktueller und absehbarer Entwicklungen sicherzustellen.

Das Dilemma von Eigenbedarfsdeckung und Netzentgeltsystematik

Der wachsende Anteil der Eigenbedarfsdeckung in allen Kundengruppen und Spannungsebenen führt unweigerlich – auch ohne steigende Kosten – zu steigenden Netzentgelten. Die Vorhaltung der Netzinfrastruktur mit überwiegenden Fixkostenbestandteilen entwickelt sich zunehmend hin zu einer "Versicherung" für die Zeiten, in denen keine Eigenbedarfsdeckung aus EE-Erzeugung und Speichern möglich ist.

Auch künftig muss - bei rückläufigem Netzabsatz durch dezentrale Erzeugung und sinkenden Verbrauch in zunehmender Kombination mit Speichern aller Art - sowohl zum Zeitpunkt der höchsten zeitgleichen Leistung für alle Entnahmen als auch für das zeitgleiche Maximum aller Einspeisungen genügend Netzkapazität bereitgestellt werden. Insofern wird die verbrauchsabhängige Abrechnung der Netznutzung - also der Arbeitspreis - nicht das Preiselement der Netzentgeltstruktur sein, mit dem die Fixkosten verursachungsgerecht abgedeckt werden können. Insbesondere bedarf es hier einer Erhöhung der Grundpreise für nicht leistungsgemessene Kunden.

Darüber hinaus sollte eine neue Netzentgeltsystematik zusätzlich Anreizmodelle für netzdienliche Beiträge aller Netzkunden, wie beispielsweise flexibel zu- und abschaltbare Lasten und Einspeisekapazitäten, beinhalten. Hier besteht mittel- bis langfristig unverkennbar Handlungsbedarf, um die aktuelle – über lange Zeit robuste und verlässliche – Netzentgeltsystematik neu zu organisieren. Neue Messtechnik (Smart Meter) und die damit erweiterte Datenverfügbarkeit werden hierfür erwartungsgemäß zusätzlich wichtige Impulse in heutigen "Grauzonen" liefern.

Netzentgeltsystematik modernisieren

Aufgrund von regionalen strukturellen Besonderheiten bestanden bereits in der Vergangenheit Unterschiede bei der Höhe der Netzentgelte: Gerade in den strukturschwachen Regionen ist der größte Zubau an EE-Einspeiseanlagen/-leistungen zu verzeichnen. Das Aufeinandertreffen von geringer Last und hoher Einspeisung verursacht bei den betroffenen Netzbetreibern zusätzliche Kosten, die eine erhebliche regionale Sonderbelastung darstellen.

Die Diskussion um durch die Energiewende bedingte, steigende Netzentgelte ist in diesen strukturschwachen Regionen berechtigt. Es gibt jedoch wirksame und zuverlässige Alternativen zur bundesweiten Sozialisierung, die eine Angleichung ermöglichen. Das Gesamtsystem der Netzkosten kann damit für alle Netznutzer sachgerecht und nachhaltig entlastet werden. Die Netzentgeltsystematik im Sinne der Preisstrukturen ist zwar heute noch robust, aber es bedarf einer Weiterentwicklung hinsichtlich der Erhöhung der Grundpreise und der Berücksichtigung von bedarfsgerechten Flexibilitäten – insbesondere auch im Sinne der Netzstabilität.

Anmerkungen

[1] E-Bridge Consulting GmbH et al.: Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Abschlussbericht, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), 12.9.2014. Vgl. auch Hinz, F. et al.: Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland. Im Auftrag der Sächsischen Staatskanzlei (Schriften des Lehrstuhls für Energiewirtschaft, TU Dresden, Bd. 3), Dresden/Leipzig 2014. Vgl. ebenso The Regulatory Assistance Project (RAP): Netzentgelte in Deutschland: Herausforderungen und Handlungsoptionen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Berlin 2014. Wie auch: Consentec GmbH: Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik Strom. Untersuchung im Auftrag des BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., 10.2.2015, Berlin.

[2] E-Bridge Consulting GmbH et al. (siehe Fn. [1]).
[3] Die Anforderungen an den Netzbetrieb der MITNETZ
STROM sind vergleichbar mit denen von Übertragungsnetzbetreibern. Für besonders von der Energiewende
betroffene Netzbetreiber ist die gleiche regulatorische
Behandlung wie für Übertragungsnetzbetreiber sicherzustellen. Dies betrifft insbesondere die Behandlung von
Netzverlusten und Systemdienstleistungen.

[4] Hinz, F. et al. (siehe Fn. [1]).

[5] 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TransnetBW GmbH; TenneT TSO GmbH: EEG-Jahresabrechnungen. In: Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, abrufbar unter: www.netz-transparenz.de/de/EEG_Jahresabrechnungen.htm; zuletzt geprüft am 9.6.2015.

Dipl.-Ing. R. Hiersig, kaufmännischer Geschäftsführer, Dipl.-Ing. (FH) D. Wittig, Leiter Regulierungsmanagement, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, Halle ralf.hiersig@mitnetz-strom.de

ZEITSCHRIFT FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT · RECHT · TECHNIK UND UMWELT

7 · 2015