

Positionspapier

Spitzenkappung

Berlin, 2. April 2015

ENTWURF, Stand 15.06.2015

Inhalt

1	Hintergrund.....	3
2	Ziel des Spitzenkappungskonzeptes.....	4
3	Derzeitige Situation.....	4
4	Handlungsempfehlungen der BMWi-Verteilnetzstudie	5
5	BDEW-Vorschlag: Verbindung von netzgebiet- und anlagenscharfen Ansatz	5
6	Umsetzung der Spitzenkappung	7
6.1	Spitzenkappung als lastvariable oder feste Abregelung	7
6.2	Zusammenspiel vorgelagerter und nachgelagerter Netzbetreiber	8
6.3	Informationspflichten, Nachweisführung und Veröffentlichung	9
6.3.1	Informationspflichten	9
6.3.2	Abrechnung	10
6.3.3	Nachweisführung	10
6.3.4	Veröffentlichung/Transparenz	10
6.4	Auswirkungen auf die Netzausbauverpflichtung und den Netzausbau	10
6.5	Technische Umsetzung	11
6.5.1	Lastvariable Abregelung	11
6.5.2	Feste Abregelung bzw. Drosselung.....	12
6.6	Zusammenspiel mit den Marktpartnern.....	12
7	Rechtlicher Anpassungsbedarf	12
8	Regulatorische Rahmenbedingungen	14
9	Zusammenfassung	17
	Ansprechpartner:	18

1 Hintergrund

Der BDEW hatte bereits in seinem Positionspapier „Vorschläge für eine grundlegende Reform des EEG“ vom 18. September 2013 Empfehlungen für eine strategische Netzausbau-planung unterbreitet. Es wird dabei als volkswirtschaftlich nicht sinnvoll erachtet, das Strom-netz für selten auftretende Maximalleistungen von Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) zu dimensionieren, da dies zu unverhältnismäßig hohen Netzausbaukosten führt. Die Aussage, dass bereits ein geringes Maß an Abregelung von EE-Anlagen zu einer signifi-kante Reduktion des erforderlichen Netzausbaus in den Verteilnetzen führt, wurde jüngst auch von der vom Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) veröffentlichten Studie „Moderne Verteilnetze für Deutschland“ (BMWi-Verteilnetzstudie)¹ bestätigt. Auf der Übertragungsnetzebene wird die Wirkung der Spitzenkappung im Rahmen des Netzentwick-lungsplans bereits berücksichtigt und u.a. durch die Bundesnetzagentur bewertet. Der bestä-tigte Ausbauumfang, der letztlich die Grundlage für den Bundesbedarfsplan darstellt, beinhal-tet die relevanten Erwägungen zur Spitzenkappung somit bereits.

Daher sollte es den Netzbetreibern im Falle von Netzengpässen gestattet sein, einspeisende EE- und KWK-Anlagen um einen bestimmten Prozentsatz abzuregeln, ohne dass sich daraus eine unverzügliche Netzausbauverpflichtung i. S. d. § 12 Abs. 1 EEG 2014 ergibt. Zur Umset-zung dieses Vorschlags knüpft der BDEW an sein eingangs angeführtes Positionspapier und die darin enthaltenen, folgenden Vorschläge zur Weiterentwicklung bzw. Modifizierung der Netzausbauverpflichtung an:

1. Netzbetreiber sind berechtigt, bei Netzengpässen infolge der Auslastung der Netzkapa-zität – nach der vorrangigen Reduzierung der Einspeiseleistung konventioneller An-lagen – EE- und KWK-Anlagen abzuregeln. Zur Vermeidung volkswirtschaftlich unnö-tiger Kosten sollte das Netz eines Netzbetreibers jedoch dann als ausreichend dimen-sioniert gelten, wenn 97 Prozent der möglichen jährlichen Einspeisemenge aller am Netz angeschlossenen EE- und KWK-Einspeiseanlagen aufgenommen werden kön-nen.
2. Der Betreiber von EE- und KWK-Anlagen erhält bei jeder Einspeisemanagementmaß-nahme und somit jeder Spitzenkappung Entschädigungszahlungen.
3. Der Netzbetreiber kann die geleisteten Entschädigungszahlungen bei der Ermittlung seiner Netzentgelte gemäß dem Leitfaden der BNetzA zur Ermittlung der Entschädi-gungshöhe² in Ansatz bringen.

¹ E-Bridge, Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW), Offis: „Moderne Verteilnetze für Deutschland“, Studie im Auftrag des BMWi, 12.September 2014.

² „Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement - Abschalttrangfolge, Berechnung von Entschä-digungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte“ (aktuelle Version 2.1).

4. Der prozentuale Anteil der jährlich abgeregelten Mengen wird jeweils zum 31. Mai des Folgejahres auf der Basis der EEG- bzw. KWK-G-Jahresabrechnung (Testat) ermittelt.
5. Übersteigt die abgeregelte Strommenge (Ausfallmenge) die festgelegten Grenzwerte, wäre der Netzbetreiber zum unverzüglichen Netzausbau verpflichtet. Die so erkannten auszubauenden Netzengpässe wären gemäß den Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten im EEG vom Netzbetreiber zu benennen.

Zur Umsetzung dieses Konzepts ist in jedem Fall eine Anpassung des Rechtsrahmens erforderlich. Zu beachten ist dabei auch, dass notwendige Investitionen und Betriebskosten im Zusammenhang mit der entsprechenden Steuerungs- und Regelungstechnik im Rahmen der Regulierung gefördert werden müssen.

Diese Eckpunkte werden im Folgenden weiter ausgestaltet.

2 Ziel des Spitzenkappungskonzeptes

Spitzenkappung, welche in der BMWi-Verteilnetzstudie unter dem Begriff Erzeugungsmanagement betrachtet wird, ist ein Instrument der Netzausbauplanung. Sie verfolgt das Ziel einer effizienteren Integration Erneuerbarer Energien in bestehende Stromnetze und ermöglicht eine volkswirtschaftlich sinnvolle Ausnutzung der bestehenden Kapazitäten. Nach wie vor gilt dabei der in § 11 EEG 2014 sowie § 4 KWK-G verankerte Grundsatz, dass der Netzbetreiber zur Abnahme der maximal möglichen Energiemenge von EE- und KWK-Anlagen verpflichtet ist. Die Weiterentwicklung der Netzausbaupflichtung (derzeit in § 12 Abs. 1 EEG 2014) mit dem Instrument der Spitzenkappung steht diesem Grundsatz nicht entgegen, sondern schafft eine volkswirtschaftlich sinnvolle Verknüpfung zwischen der maximalen Aufnahme von Erneuerbaren Energien und dem Netzausbau.

Die Anwendung von Spitzenkappung soll ein zusätzliches Instrument als Option des Netzbetreibers, aber keine Verpflichtung darstellen. So kann einerseits der notwendige Netzausbau gewährleistet und andererseits dem Netzbetreiber eine strategische und kosteneffiziente Netzausbauplanung ermöglicht werden. Die Investitionssicherheit für die Betreiber von EE- und KWK-Anlagen soll dabei nach wie vor sichergestellt sein.

3 Derzeitige Situation

Die Wahl des Anlagenstandorts erfolgt zurzeit unabhängig von netzinfrastrukturellen Gegebenheiten. So ist derzeit der Netzbetreiber nach § 11 Abs. 1 EEG 2014 und § 4 KWK-G verpflichtet, die Einspeisung – auch der letzten Kilowattstunde aus Erneuerbaren Energien – zu ermöglichen, und dies nicht in jedem Fall zu effizienten volkswirtschaftlichen Mehrkosten.

Bei der Entstehung von Netzengpässen im eigenen oder in vorgelagerten Netzen können nach § 14 EEG 2014 Einspeisemanagementmaßnahmen vorgenommen werden. Einspeisemanagementmaßnahmen infolge von Netzengpässen deuten darauf hin, dass das betroffene Netz, in dem der Netzengpass auftritt, nicht ausreichend dimensioniert ist. Zur zukünftigen Vermeidung des aufgetretenen Netzengpasses ist derjenige Netzbetreiber, in dessen Netz

der Netzengpass auftrat, der die Einspeisemanagementmaßnahme letztlich auch verursachte, momentan gemäß § 12 EEG 2014 zum Ausbau seines Netzes verpflichtet, sofern die Maßnahme nicht aus einer außergewöhnlichen Netzbetriebskonstellation resultiert.

Das Zusammenspiel von Entschädigungszahlungen und Ersatzenergiebeschaffung ist Teil des Festlegungsverfahrens BK6-13-049 zum bilanziellen Ausgleich.

4 Handlungsempfehlungen der BMWi-Verteilnetzstudie

Die im Herbst 2014 veröffentlichte BMWi-Verteilnetzstudie beschäftigt sich intensiv mit der Frage eines geeigneten Erzeugungsmanagements zur Reduktion von Netzausbau und simuliert ein mögliches Konzept der Abregelung. Unklar bleibt dabei allerdings die Reichweite des Begriffs „Erzeugungsmanagement“. Dessen ungeachtet wird in der Simulation eine konstante Begrenzung der maximalen EE-Einspeisung angenommen, wobei ausschließlich eine gleichmäßige Reduktion von EE-Anlagen in Netzen mit Ausbaubedarf berücksichtigt wird. Aus dieser Betrachtung ergaben sich die folgenden Erkenntnisse bzw. Handlungsempfehlungen:³

- Die gezielte Reduktion der Einspeisung von EE-Anlagen in der Netzplanung kann zu deutlichen Einsparungen beim Netzausbau führen und die Gesamtkosten um mindestens 15 Prozent senken.
- Die Studie spricht sich für die Festlegung eines beschränkten Maßes an abregelbarer Energie aus. Sowohl eine fernsteuerbare als auch eine feste Reduktion sollte bei der Netzausbauplanung berücksichtigt werden können.
- Die optimale Umsetzung des Erzeugungsmanagements ist von der konkreten Situation in den Netzen abhängig und kann nicht allgemein festgelegt werden. Der Netzbetreiber sollte in Anhängigkeit seines Netzes entscheiden können.
- Die Einbindung von Bestandsanlagen wird als notwendig angesehen. Somit wird ebenfalls die Nachrüstung von EE-Bestandsanlagen zur festen oder fernsteuerbaren Begrenzung der Einspeiseleistung als grundsätzlich sinnvoll erachtet.
- Über die Beteiligung der Bestandsanlagen am Erzeugungsmanagement in der Netzplanung und die Frage ob und welche Bestandsanlagen abgeregelt werden, sollte der zuständige Netzbetreiber entscheiden.

5 BDEW-Vorschlag: Verbindung von netzgebiet- und anlagenscharfen Ansatz

Zur Weiterentwicklung der Netzausbaupflichtung schlägt der BDEW vor, dass ein Netzgebiet eines Netzbetreibers als ausreichend dimensioniert gilt, wenn 97 Prozent der möglichen jährlichen Einspeisemenge aufgenommen werden können. Der Bezug der abgeregelter Energiemenge auf ein Netzgebiet ist jedoch allein nicht ausreichend, da die einzelnen abge-

³ BMWi-Verteilnetzstudie, vgl. S.125-127.

regelten Energiemengen aufsummiert werden. So könnte es zu einer hohen prozentualen Abregelung einzelner Anlagen ohne eine Netzausbauverpflichtung kommen, während andere wiederum ihre produzierten Energiemengen vollständig einspeisen können. Um einen verursachungsnahen Netzausbau sicherzustellen und dabei unverhältnismäßig hohe Abregelungen einzelner Anlagen zu verhindern, ist zusätzlich zu einer 97-Prozent-Grenze in einem Netzgebiet ein Grenzwert für die einzelnen Anlagen zu definieren.

Der BDEW spricht sich daher für die folgenden Eckpunkte eines Konzeptes zur Spitzenkappung aus (vgl. hierzu **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**):

- Das Netzgebiet eines Netzbetreibers gilt als ausreichend dimensioniert, wenn 97 Prozent der möglichen jährlichen Einspeisemenge aufgenommen werden können und die Einspeisung je Anlage⁴ von 90 Prozent ihrer jährlichen Energiemenge ermöglicht wird.
- Der Anlagenbetreiber wird im Falle der Spitzenkappung zu 100 Prozent für die abgeregelte Strommenge durch den die Spitzenkappung veranlassenden Netzbetreiber entschädigt. Der Netzbetreiber kann die geleisteten Entschädigungszahlungen nach Maßgabe des § 15 EEG 2014 bei der Ermittlung seiner Netzentgelte in Ansatz bringen.
- Die Kosten, die dem Netzbetreiber zur technischen Umsetzung der Spitzenkappung entstehen, müssen regulatorisch als Investitionen in die Netze oder als Innovationskosten anerkannt werden.

Übersteigt die abgeregelte Strommenge (Ausfallmenge) innerhalb eines Kalenderjahres jedoch drei Prozent der im Netzgebiet eingespeisten Strommenge (inklusive der Ausfallmenge) oder zehn Prozent je Anlage, ist der Netzbetreiber grundsätzlich zum unverzüglichen Netzausbau verpflichtet, sobald eine Verletzung der Grenzwerte ersichtlich ist.

⁴ Sofern PV-Anlagen mit einer installierten Leistung bis 30 kW auf 70 % der installierten Leistung begrenzt sind, führt dies zu keiner Netzausbauverpflichtung.

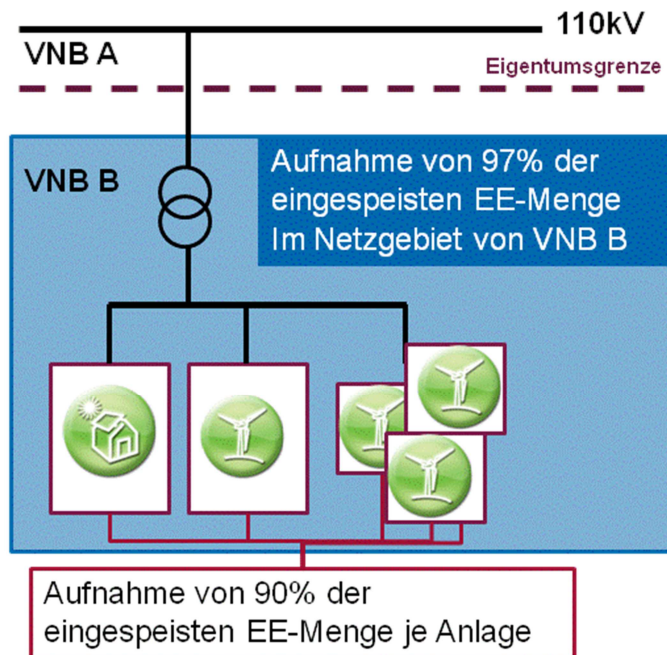


Abbildung 1: Verbindung von netzgebiet- und anlagenscharfem Ansatz

6 Umsetzung der Spitzenkappung

6.1 Spitzenkappung als lastvariable oder feste Abregelung

Unter Einhaltung der netzgebiet- und anlagenscharfen Grenzwerte hat der Netzbetreiber unter Berücksichtigung alternativer Maßnahmen zur Beseitigung von Netzengpässen (z. B. ab- und zuschaltbare Lasten, Speicher) folgende Optionen zur Abregelung der einzelnen Anlage (vgl. hierzu **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**):

- Lastvariable Abregelung: Die Abregelung erfolgt (nach dem derzeitigen Einspeisemanagement) situativ aufgrund eines Netzengpasses.
- Feste Abregelung oder Drosselung: Eine feste Abregelung ist vor allem in Niederspannungsnetzen relevant. In den Mittelspannungsnetzen sollte eine feste Drosselung nur nach kritischer gesamtwirtschaftlicher Betrachtung angewendet werden. Die Anlage wird dauerhaft um einen festen Prozentsatz bezogen auf ihre installierte Leistung abgeregelt. Der Umfang der Reduzierung der installierten Leistung hängt vom jeweiligen Energieträger, vom Standort der Anlage, dem Effekt auf die Netzsituation und letztlich der Beurteilung des Netzbetreibers ab. Unter Einhaltung der Grenzwerte zur Spitzenkappung ist dieser Umfang der Reduzierung vom Anschlussnetzbetreiber zu ermitteln. Die feste Abregelung einer Anlage ist nur durch den jeweiligen Anschlussnetzbetreiber zulässig. Unabhängig von der festen Abregelung der Anlage würde die Anlage weiter an lastvariablen Abregelungen nach den Bestimmungen des Einspeisemanagements in entsprechenden Notsituationen teilnehmen.

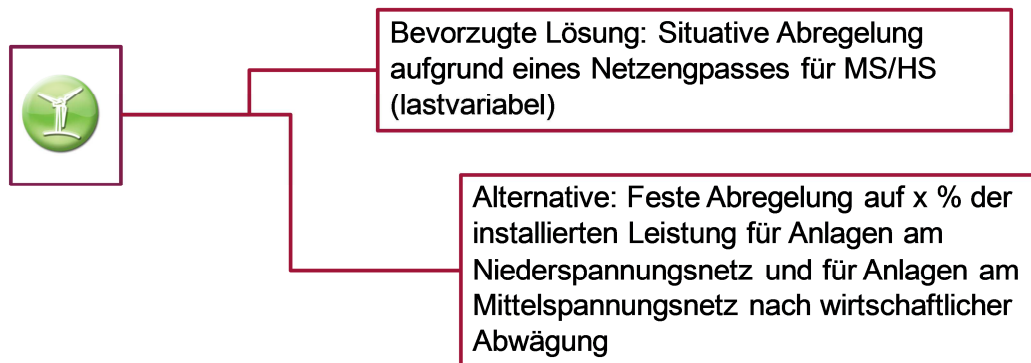


Abbildung 12: Feste und lastvariable Abregelung

6.2 Zusammenspiel vorgelagerter und nachgelagerter Netzbetreiber

Die feste Abregelung oder Drosselung ist nur durch den jeweiligen Anschlussnetzbetreiber möglich. Die Umsetzung könnte dabei in Anlehnung an die Vorgabe des § 9 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2014 erfolgen, wonach ein Betreiber einer PV-Anlage die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 70 Prozent der installierten Leistung begrenzen kann.

Bei einer lastvariablen Abregelung kann auf das bereits etablierte Einspeisemanagement nach § 14 EEG 2014 zurückgegriffen werden. Solche Maßnahmen würden den Netzbetreiber aber nicht unmittelbar zur sofortigen Erweiterung der Netzkapazität nach § 12 EEG 2014 verpflichten.

Die derzeitige Praxis zeigt, dass es zu häufigen und zeitlich ausgedehnten Einspeisemanagementmaßnahmen gemäß § 14 Abs. 1 EEG 2014 überwiegend in Netzengpassregionen des Hoch- und Höchstspannungsnetzes kommt. An diese Spannungsebenen ist die überwiegende Anzahl der EEG-Erzeugungsanlagen aber nur mittelbar über Netze nachgelagerter Netzbetreiber angeschlossen, so dass eine Einbeziehung dieser Anlagen in der sog. Kaskade über die nachgelagerten Netzbetreiber erforderlich ist. Zur operativen Umsetzung der Maßnahmen der Spitzenkappung sowie Ermittlung des Zeitpunktes der Verpflichtung zur Erweiterung der Netzkapazität des verursachenden Netzbetreibers ist daher eine Zusammenarbeit zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern erforderlich. Neben der technischen Umsetzung ist auch die verursacherbezogene Abregelung und Verrechnung der Entschädigungszahlungen zwischen den beteiligten Netzbetreibern nach Durchführung der Maßnahmen abzustimmen.

Die Durchführung der Maßnahmen zur Spitzenkappung könnte analog zum BDEW-/VKU-Praxis-Leitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern (Version 3.0, Stand: 31.10.2014) zur Umsetzung der Systemverantwortung gemäß der §§ 13 Abs. 2, 14 Abs. 1 und 14 Abs. 1c EnWG erfolgen. Es käme damit das Prinzip der Kaskade zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern entsprechend der bisherigen Praxis zur Anwendung. Dabei wäre zu beachten, dass eine Regelung der engpassverursachenden EE- und KWK-Anlagen so erfolgt, dass in Bezug auf den im Nachgang ermittelten anlagenscharfen Grenz-

wert keine Netzausbauverpflichtung allein dadurch entstünde, dass bestimmte Anlagen stärker von Maßnahmen der Spitzenkappung betroffen sind als andere Anlagen.

Sofern Netzengpässe bei unterschiedlichen Netzbetreibern, etwa in unterschiedlichen Netzebenen, auftreten und Maßnahmen zur Spitzenkappung Anwendung finden, sind zur Anwendung des anlagenscharfen Kriteriums anlagenscharfe Grenzwerte bei den jeweils betroffenen Netzbetreibern für die geregelten Anlagen anteilig zu ermitteln. Die maximale Abregelung von 10 % der Jahresenergiemenge pro Anlage wäre dabei jedoch in jedem Fall zu wahren. Die Netzausbauverpflichtung greift bei Überschreitung des aggregierten Grenzwertes für die Netzebene, für die die höchste anteilige abgeregelte Energiemenge ermittelt wurde. Sofern diese Netzebenen unterschiedlichen Netzbetreibern zugeordnet sind, ist der jeweilige Netzbetreiber ausbaupflichtig. In diesen Fällen erfolgt die Ermittlung des anlagenscharfen Grenzwertes durch den Anschlussnetzbetreiber, da dieser Kenntnis über die geregelten Anlagen hat und ausschließlich der Anschlussnetzbetreiber gegenüber dem Anlagenbetreiber verpflichtet ist, die Entschädigungssumme ausuzahlen. Der verursachende Netzbetreiber hat dem Anschlussnetzbetreiber die von ihm gezahlten Entschädigungen aufgrund von Netzengpässen im Netz des verursachenden Netzbetreibers zu erstatten.

Gleiches ergibt sich bei der aus dem netzgebietsscharfen Kriterium abgeleiteten Netzausbauverpflichtung. Der Grenzwert in einzelnen Netzgebieten kann auch durch die Anordnung eines vorgelagerten Netzbetreibers überschritten werden. Das netzgebietsscharfe Kriterium gilt unter Berücksichtigung aller Abregelungen – auch die Abregelungen vorgelagerter Netzbetreiber. Wird die 3-Prozent-Grenze im Netzgebiet überschritten, ist der Netzbetreiber ausbaupflichtig, der für die höchste abgeregelte Energiemenge verantwortlich ist. Im Bereich der Übertragungsnetze steht die Umsetzung der Erweiterung jedoch unter dem Vorbehalt der Bestätigung durch die Bundesnetzagentur im Rahmen des Netzentwicklungsplans.

6.3 Informationspflichten, Nachweisführung und Veröffentlichung

6.3.1 Informationspflichten

Das Prinzip der Spitzenkappung erfordert einen erweiterten Informationsaustausch innerhalb der Kaskade. Konkret weiterzugeben sind dabei z. B. die Information zur aktuellen Netzeinspeiseleistung sowie die verfügbare Leistung. Datenaustausche dieser Art werden derzeit im Energieinformationsnetz im Arbeitspaket „Online-Daten“ ermittelt. Ein darüber hinausgehender Austausch von Informationen zur Spitzenkappung ist zwischen den Netzbetreibern nicht notwendig.

Zur Ermittlung der anlagenscharfen und netzgebietenweiten Grenzwerte, anhand derer die Verpflichtung der Erweiterung der Netzkapazität bestimmt wird, ist eine Kommunikation zwischen dem Anschlussnetzbetreiber der jeweiligen geregelten EE- und KWK-Anlagen und dem Maßnahmen verursachenden Netzbetreiber erforderlich. Diese erfolgt bei lastvariabler Abregelung nach den bestehenden Regelungen zum Einspeisemanagement, bei einer festen Drosselung der Anlage über eine vorherige Information des Anlagenbetreibers.

6.3.2 Abrechnung

Die vollständige Entschädigung der entgangenen Einnahmen für Maßnahmen zur Spitzenkappung ist vom Anschlussnetzbetreiber auszuführen und im Übrigen an die Regelungen des § 15 EEG 2014 angelehnt. Das Zusammenspiel von Entschädigungszahlungen und Ersatzenergiebeschaffung ist Teil des Festlegungsverfahrens BK6-13-049 zum bilanziellen Ausgleich.

Die Ermittlung der Ausfallenergie bzw. der abgeregelten Energiemenge erfolgt anlagenscharf auf Grundlage des „Leitfadens zum EEG-Einspeisemanagement – Abschalttrangfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte“ (Version 2.1) der BNetzA vom 07.03.2014. Bei der Umsetzung der festen Abregelung sind die bestehenden Entschädigungsregelungen (Ermittlung der Ausfallarbeit) weiter zu entwickeln.

Ist der Anschlussnetzbetreiber nicht der „verursachende Netzbetreiber“, hat der „verursachende Netzbetreiber“ entsprechend § 15 Abs. 1 Satz EEG 2014 die Kosten für die Entschädigung an den Anschlussnetzbetreiber zu erstatten.

6.3.3 Nachweisführung

Aus den in ein Verteilnetz eingespeisten Energiemengen und den anlagenscharf ermittelten Ausfallenergiemengen der in diesem Verteilnetz geregelten Anlagen wird der Netzbetreiber, angelegt an die Regelungen des § 71 EEG 2014, bis zum 31. Mai eines Jahres die anlagen- und verteilnetzbezogenen Anteile der abgeregelten Energiemenge des Vorjahres ermitteln.

6.3.4 Veröffentlichung/Transparenz

Die Netzbetreiber veröffentlichen die Jahresabrechnungen (EEG und KWK-G) nach § 77 EEG 2014 anlagenscharf. Mit Einführung der Spitzenkappung wird diese Veröffentlichung um folgende Daten ergänzt:

- a) Anlagenscharfe abgeregelte Energiemenge und deren Anteil an der jährlich eingespeisten Energiemenge der einzelnen Erzeugungsanlage,
- b) Verteilnetzbezogene abgeregelte Energiemenge und deren Anteil an der jährlich durch EE- und KWK-Anlagen eingespeiste Energiemenge im Netzgebiet.

6.4 Auswirkungen auf die Netzausbaupflichtung und den Netzausbau

Die Netzausbaupflicht (wie in §12 EEG 2014 beschrieben) greift beim Verletzen der 97-Prozent- bzw. 90-Prozent-Grenze. Wurden die betroffenen Anlagen auf Anweisung mehrerer Netzbetreiber in verschiedenen Fällen abgeregelt, ist derjenige Netzbetreiber mit dem größten Anteil pro Jahr an der abgeregelten Menge dazu verpflichtet, seine Netzkapazität zu erweitern. Dies betrifft auch die Übertragungsnetzebene, die in unterlagerten Netzen Abregelungen anweisen, wobei beim Ausbau der Übertragungsnetze die Vorgaben des § 12 a bis f EnWG zu beachten sind. Bis der Netzausbau abgeschlossen ist, wird entsprechend den aktuellen Regelungen (über die Grenzwerte hinaus) Einspeisemanagement angewandt. Dies sollte jedoch nach Möglichkeit vermieden werden.

Die vom verursachenden Netzbetreiber nach Verletzung der Grenzwerte eingeleiteten Netzausbaumaßnahmen müssen dazu geeignet sein, die zu diesem Zeitpunkt absehbare Einspeisesituation ohne Verletzung der Grenzwerte zu beherrschen. Sollte sich während der Umsetzung dieser Maßnahmen z. B. durch unerwartet starken weiteren Zubau von EE- oder KWK-Anlagen im betroffenen Netzgebiet die Einspeisesituation so verändern, dass auch nach Abschluss der Maßnahmen die Grenzwerte verletzt werden, so muss der Netzbetreiber die vorgesehenen Maßnahmen entsprechend erweitern, sobald die erneute Grenzwertverletzung ersichtlich wird. Der Netzausbau bei Unterschreiten eines der beiden Grenzwerte (97 Prozent/90 Prozent) sollte nach folgenden Kriterien erfolgen:

- Der Netzbetreiber muss so ausbauen, dass unter Berücksichtigung seiner Prognosen die Grenzwerte eingehalten werden können. Bei hohem prognostizierten Zubau von Anlagen ist somit auch eine Dimensionierung der Betriebsmittel auf 100 Prozent oder mehr der installierten Leistung möglich.
- Bei Unterschreitung des 97-Prozent-Kriteriums wird das betroffene Netzbetriebsmittel ertüchtigt, dessen angeschlossene Erzeugungsanlagen sich der 90 Prozent-Grenze am stärksten nähern.

Eine Dokumentation über den Umfang der Anwendung der Spitzenkappung in einem Netzgebiet kann in den Netzzustandsbericht nach § 14 EnWG aufgenommen werden.

6.5 Technische Umsetzung

6.5.1 Lastvariable Abregelung

Grundvoraussetzung für eine effiziente lastvariable Spitzenkappung ist ein adäquates Monitoring des Netzes. Dazu sind die Betriebsmittelauslastungen und Spannungen messtechnisch zu erfassen. Je genauer ein Netzengpass lokalisiert werden kann, desto präziser ist das lokale Abregeln der beteiligten Erzeugungsanlagen möglich. Im Versorgungsbereich eines Transformators werden dazu idealerweise der Transformatorstrom, die Abgangsströme der Leitungen vorzeichenbehaftet erfasst.

Nach § 9 EEG 2014 sind Erzeugungsanlagen > 100kW mit einer technischen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung und zur Abrufung der Ist-Einspeiseleistung auszurüsten. PV-Anlagen zwischen 30 und 100 kW sind mit einer technischen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung auszurüsten. PV-Anlagen mit einer installierten Leistung < 30kW sind mit einer technischen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung oder zur Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung auf 70 Prozent der installierten Leistung zu versehen.

Hierbei ist zu klären, inwieweit eine ferngesteuerte Leistungsreduktion technisch möglich ist und welche Kosten zur Ertüchtigung anfallen. Zu den Kosten gehören die Aufrüstung und fernwirktechnische Anbindung der Anlagen sowie eine entsprechende Steuerungs-, Regelungs- und Messtechnik. Wie auch die BMWi-Verteilnetzstudie vorschlägt, sollten zur Sicherstellung einer gesamtwirtschaftlich effizienten Entscheidung zur Ertüchtigung die dafür anfallenden Kosten beim jeweiligen Netzbetreiber verbleiben.

Je feiner die Wirkleistung der Erzeugungsanlagen steuerbar ist, desto besser lässt sich die abgeregelte Energie begrenzen. Die im Rahmen des heutigen Einspeisemanagements übliche sehr grobe Stufung von 100 Prozent, 60 Prozent, 30 Prozent und 0 Prozent der Wirkleistung bei Einsatz von EFR-Empfängern sollte in Abhängigkeit der Fähigkeiten der jeweiligen Erzeugungsanlage ggf. mittels der Fernwirktechnik feiner gestaltet werden.

6.5.2 Feste Abregelung bzw. Drosselung

Die feste Abregelung (Begrenzung der maximalen Leistungseinspeisung) kann entsprechend der Anlagensteuerung nach § 9 Abs. 2 Nr. 2b) EEG 2014 umgesetzt werden und ist vor allem in Niederspannungsnetzen relevant. Eine fernwirktechnische Anbindung der Anlage sowie ein Monitoring des Verteilnetzes zur Umsetzung dieser Variante sind nicht erforderlich. In den Mittelspannungsnetzen sollte eine feste Drosselung nur nach kritischer gesamtwirtschaftlicher Betrachtung angewendet werden.

6.6 Zusammenspiel mit den Marktpartnern

Spitzenkappung ist als erweiterte Form des Einspeisemanagements zu verstehen. Nach § 14 Abs. 2 EEG 2014 ist der Netzbetreiber verpflichtet, den Anlagenbetreiber spätestens am Vortag, ansonsten unverzüglich über die geplante Einspeisemanagementmaßnahme zu informieren, sofern die Durchführung der Maßnahmen vorhersehbar ist. Dies gilt auch für Maßnahmen zur Spitzenkappung.

Doch auch beim Einspeisemanagement stellt der Anlagenbetreiber nicht den einzigen betroffenen Marktakteur dar. Die kurzfristig abgeregelten Energiemengen haben ebenfalls Auswirkungen auf die Tätigkeiten vorgelagerter Netzbetreiber, Lieferanten oder Bilanzkreisverantwortliche. Da durch eine Einführung der mit der Spitzenkappung verbundenen Grenzwerte der Umfang der abgeregelten Energiemenge zunehmen wird, nimmt auch die Beeinflussung der Tätigkeiten der o. g. Akteure stark zu.

Derzeit gibt es noch keinen festgelegten Informationsaustausch, um z. B. Bilanzkreisverantwortliche über geplante oder durchgeführte Einspeisemanagementmaßnahmen zu informieren. Entsprechende Prozesse werden jedoch derzeit im Rahmen des Festlegungsverfahrens BK6-13-049 der Bundesnetzagentur zum energetischen, bilanziellen Ausgleich diskutiert. Nachdem im Rahmen dieses Festlegungsverfahrens ein Eckpunktepapier vorgestellt wurde, sind im weiteren Verlauf auch die notwendigen Kriterien zur Durchführung von Spitzenkappung zu berücksichtigen.

7 Rechtlicher Anpassungsbedarf

§ 11 EEG 2014: In Hinblick auf eine Beschränkung der Netzausbaupflichtung (siehe zu § 12 Abs. 1 EEG 2014) und auch zur Umsetzung einer festen Drosselung von EEG-Anlagen wäre eine Einschränkung der Verpflichtung zur Abnahme, Übertragung und Verteilung des gesamten Stroms aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas notwendig.

§ 4 Abs. 1 KWK-G: Gleiches wie für § 11 EEG 2014 gilt für die Abnahme, Übertragung und Verteilung von KWK-Strom nach § 4 Abs. 1 KWK-G.

§ 12 EEG 2014: Aufnahme der eingeschränkten Ausbauverpflichtung: Das Netz eines Netzbetreibers soll als ausreichend dimensioniert gelten, wenn 97 Prozent der möglichen jährlichen Einspeisemenge aller am Netz angeschlossenen EE- und KWK-Einspeiseanlagen aufgenommen werden kann und einzelne EE- und KWK-Anlagen mindestens 90 Prozent ihrer möglichen jährlichen Einspeisemenge einspeisen können. Das wäre entsprechend in § 12 EEG 2014 zu regeln, insbesondere auch der Bezug auf die Einspeisung von KWK-Strom.

§ 14 EEG 2014: Betrachtet man die Spitzenkappung als erweiterte Form des Einspeisemanagements, ist die Regelung des § 14 EEG 2014 grundsätzlich in seiner jetzigen Form beizubehalten. Jedoch wäre der Verweis in § 14 Abs. 1 Satz 1 auf § 12 EEG 2014 insoweit anzupassen, als dass das Einspeisemanagement mit der Einführung einer Spitzenkappung kein Ausnahmefall mehr darstellen würde. Außerdem wäre entsprechend des oben beschriebenen Modells für Anlagen in der Mittel- und Niederspannungsebene die Möglichkeit einer festen Drosselung durch den Netzbetreiber, nach kritischer gesamtwirtschaftlicher Prüfung, vorzusehen.

§ 15 EEG 2014: Zu erwägen ist, die 95-Prozent-Entschädigungsregelung für Anlagen mit einer Inbetriebnahme ab dem 1. Januar 2012 zu streichen. Jedenfalls in dem Fall einer dauerhaften Drosselung einer Anlage, wäre eine vollumfängliche Entschädigung zu 100% zwingende Voraussetzung. Keine Vergütung erhielten hingegen nach wie vor kleinere PV-Anlagen mit einer Leistung von weniger als 30 kW mit fester, nicht fernsteuerbarer Abregelung gem. § 9 Abs. 2 Nr. 2 b EEG 2014 („70-Prozent-Regelung“).

8 Regulatorische Rahmenbedingungen

Bereits in der BMWi-Verteilnetzstudie wurde mit Blick auf Einsparpotenziale beim Netzausbau durch Erzeugungsmanagement eine Verankerung im Regulierungsrahmen empfohlen:

„Der Regulierungsrahmen sollte so weiterentwickelt werden, dass dem Netzbetreiber Anreize zur gesamtwirtschaftlichen Optimierung des Netzausbaus entstehen.“⁵

„Die Analyse hat gezeigt, dass der Betriebskostenanteil bei den intelligenten Lösungen in der Regel gegenüber dem konventionellen Netzausbau zunimmt. Vor allem beim Einsatz des Erzeugungsmanagements, das als separate Maßnahme – vor allem aber in Kombination mit rONT – die Kosten der Integration von EE-Anlagen deutlich reduzieren kann, führt zu einem starken Anstieg von Betriebskosten. Bei der Weiterentwicklung der Anreizregulierung muss darauf geachtet werden, dass alle Lösungsvarianten, die zu minimalen Gesamtkosten führen, gleichermaßen stimuliert werden. Das wird mit der heutigen Ausgestaltung der Anreizregulierung noch nicht ausreichend erreicht.“⁶

Grundsätzlich soll die Regulierung technologie-neutral sein und bei einer gegebenen Versorgungsaufgabe Anreize zur Optimierung der Gesamtkosten des Netzbetreibers setzen. Die Alternativen „Ausbau“ oder „Spitzenkappung“ werden aber durch die Instrumente der Anreizregulierungsverordnung unterschiedlich berücksichtigt.

Ein wichtiger **Unterschied** ist, dass **Investitionen** mit Zeitverzug gemäß kalkulatorischer **Abschreibungen** und kalkulatorischer **Eigenkapitalverzinsung** über die gesamte Nutzungsdauer zu Erlösen führen, **Betriebskosten** hingegen nur auf dem Niveau des **Basisjahres** in der Kalkulation der nächsten Erlösbergrenze einfließen.

Im Ergebnis führen die Alternativen Netzausbau oder Spitzenkappung zu Kosten, die sich in Kostenart, Kostenhöhe, regulatorischer Berücksichtigung und daraus resultierenden Anreizen sowie Risiken wesentlich unterscheiden.

⁵ BMWi-Verteilnetzstudie, vgl. S.116.

⁶ BMWi-Verteilnetzstudie, vgl. S.119

Die regulatorische Berücksichtigung verdeutlicht idealtypisch folgende Tabelle:

	Konventioneller Ausbau	Spitzenkappung
Kosten insbesondere für	Investitionen	IKT-Investitionen Intelligente Netzsteuerung (OPEX) Administrative Kosten für Entschädigungsabwicklung Entschädigungszahlungen
Kostenart	Vorwiegend Kapitalkosten „CAPEX“	Vorwiegend Betriebskosten „OPEX“ (laufender Aufwand)
Regulatorische Berücksichtigung über	Investitionsmaßnahmen § 23 ARegV Erweiterungsfaktor § 10 ARegV (bei Parameteränderung) Kostenbasis für nächste Regulierungsperiode § 6 ARegV Effizienzvergleich § 12 ARegV	Erweiterungsfaktor § 10 ARegV (bei Parameteränderung) Kostenbasis für nächste Regulierungsperiode § 6 ARegV Effizienzvergleich § 12 ARegV Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 (2) ARegV

Die Entschädigungszahlungen von Netzbetreibern an abgeregelte EEG-Anlagenbetreiber werden derzeit den **dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen** (dnbK) zugeordnet. So können tatsächliche Kostenentwicklungen zeitnah abgebildet werden und eine Benachteiligung von Netzbetreibern mit Erzeugungsmanagement im Effizienzvergleich vermieden werden. Die BNetzA hat im Evaluierungsbericht ARegV jedoch zur Diskussion gestellt, dass zukünftig bei einem Optimierungspotenzial des Netzbetreibers bezüglich Spitzenkappung oder Netzausbau die Prämisse für dnbK nicht mehr gegeben ist.

Wenn **Entschädigungszahlungen** zukünftig **nicht mehr den dnbK** zugeordnet würden, resultierten daraus **erhebliche Risiken und Nachteile** für Netzbetreiber, die die Einsparpotenziale der Spitzenkappung nutzen wollten:

- **Risiko der Effizienzwertverschlechterung:** Es würden erhebliche Beträge in beeinflussbare Kosten, die in den Effizienzvergleich eingehen, verschoben.
- **Risiko der Kostenunterdeckung:** In die Kalkulation der Erlösbergrenze gehen nur die Entschädigungszahlungen im Basisjahr ein, unter zusätzlicher Berücksichtigung von Effizienzvorgaben, sektoralen Produktivitätsvorgaben („X Generell“), Inflation und Erweiterungsfaktoren. Kostenentwicklungen während der Regulierungsperiode oder außerhalb der Basisjahre würden grundsätzlich nicht berücksichtigt.

Die Einsparpotenziale aus Spitzenkappung sind unklar und realisieren sich absehbar erst im Zeitablauf, d.h. die Entschädigungen fallen sofort an, die Investitionseinsparungen

werden aber erst später sichtbar. Zudem ist der Einspareffekt vorab nicht genau kalkulierbar. Zudem ist die Bandbreite aufgrund des stark politisch geprägten EE-Wachstums immens. Für den Netzbetreiber lässt sich nur mit einer verbleibenden Unsicherheit abschätzen, welche Kosten eines konventionellen Ausbaus dauerhaft reduziert/vermieden werden können und welche Kosten stattdessen die Spitzenkappung verursacht. Hinzu kommt, dass die Wirkung des Instruments der Spitzenkappung – in Abhängigkeit des netzbetreiberspezifischen Ausbaupfades und auch spannungsebenenbezogen – höchst unterschiedlich ausfallen kann.

Eine große Unsicherheit besteht auch bezüglich der **Anreize durch den Effizienzvergleich**. Es ist zu klären, ob der Effizienzvergleich eine Spitzenkappung oder eine vollständige Aufnahme der erzeugten Energiemenge honorieren soll und wie er dafür ausgestaltet werden muss (Parameter).

Leitplanken für die regulatorische Umsetzung der Spitzenkappung:

- **Es müssen die gesetzlichen Grundlagen für die Spitzenkappung geschaffen werden. Durch Beseitigung von rechtlichen Hindernissen erhalten Netzbetreiber Möglichkeiten für die Optimierung zwischen Netzausbau oder Abregelung.**
- **Entschädigungszahlungen für Spitzenkappung müssen den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenarten gemäß § 11 Abs. 2 ARegV zugeordnet bleiben. Für eine breite Anwendung der Spitzenkappung sind Entschädigungszahlungen auch bei Netzbetreibern im vereinfachten Verfahren gemäß § 24 ARegV netzbetreiberindividuell anzusetzen und anzupassen (analog vorgelagerte Netzkosten). Entschädigungszahlungen sind auf der Basis von Planwerten zu berücksichtigen, um den bisherigen Zeitversatz zwischen der Vergütung an den Anlagenbetreiber und des Rückflusses an den Netzbetreiber zu beseitigen.**
- **Im Sinne der Technologieneutralität und der individuellen Optimierung sind einseitige Hindernisse und Verzerrungen in der Regulierung zielgerichtet abzubauen. Es ist zu prüfen, ob der Effizienzvergleich ausreichend Anreize für die gesamtwirtschaftliche Optimierung setzt. Um Anreize für den intelligenten Aus- und Umbau der Netze zu setzen, dürfen Netzbetreiber hierbei wirtschaftlich nicht schlechter gestellt sein, als bei einem konventionellen Ausbau. Zudem muss geprüft werden, ob die Methodik der Verzinsung von kalkulatorischem Eigenkapital ergänzt werden sollte, um Anreize für einen intelligenten Netzausbau und -umbau auch bei steigendem Betriebskostenanteil zu setzen.**

9 Zusammenfassung

Auf Basis einer Entschädigung der Anlagenbetreiber und der Möglichkeit der Anrechnung der entstehenden Entschädigungszahlungen in den Netzentgelten schlägt der BDEW zur effizienten Netzintegration erneuerbarer Energien die folgende Weiterentwicklung der Netzausbaupflichtung vor:

- Das Netzgebiet eines Netzbetreibers gilt als ausreichend dimensioniert, wenn 97 Prozent der möglichen jährlichen Einspeisemenge aufgenommen werden können und einzelnen Anlagen die Einspeisung von mindestens 90 Prozent ihrer jährlichen produzierten Energiemenge ermöglicht wird.
- Spitzenkappung ist als eines von mehreren zusätzlichen Instrumenten zur Netzausbauplanung zu betrachten, dass die Netzbetreiber berechtigt, aber nicht verpflichtet, Anlagen abzuregeln. Vorausschauende Netzausbaumaßnahmen vor dem Erreichen der Grenzwerte müssen weiterhin möglich sein und regulatorisch anerkannt werden.
- Die Ausgestaltung der Spitzenkappung als lastvariable oder feste Abregelung einzelner Anlagen liegt im Ermessen des jeweiligen Netzbetreibers.

Zur Umsetzung und weiteren Ausgestaltung der Spitzenkappung sind u. a. die rechtlichen Rahmenbedingungen anzupassen bzw. zu schaffen. Ebenfalls sind das laufende Verfahren der Bundesnetzagentur zum energetisch-bilanziellen Ausgleich und die Erarbeitung der Datenaustausche im Energieinformationsnetz zu berücksichtigen.

Ansprechpartner:

Laura Emmermacher
Telefon: +49 30 300199-1111
laura.emmermacher@bdew.de

Dr. Michael Koch
Telefon: +49 30 300199-1530
michael.koch@bdew.de