

Würzburger Studien zum Umweltenergierecht

Blindleistung und Erneuerbare-Energien-Anlagen

Welcher Rechtsrahmen gilt für die Bereitstellung und Vergütung?

erstellt von

Ass. iur. Anna Halbig

Entstanden im Rahmen des Vorhabens

„NEW 4.0 Norddeutsche EnergieWende – Rechtliche Aspekte
der Transformation des Energiesystems (FKZ 03SIN427)“

NEW 4.0
Norddeutsche EnergieWende

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

11

November 2018

Zitiervorschlag: *Anna Halbig*, Blindleistung und Erneuerbare-Energien-Anlagen, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 11, November 2018.

Die Autorin dankt für konstruktive Anregungen und Gespräche insbesondere Dr. Christian Töbermann, Fraunhofer IEE, sowie Dr. Johannes Hilpert, Stiftung Umweltenergierecht.

Stiftung Umweltenergierecht
Ludwigstraße 22
97070 Würzburg
Telefon +49 931 79 40 77-0
Telefax +49 931 79 40 77-29
E-Mail halbig@stiftung-umweltenergierecht.de
Internet www.stiftung-umweltenergierecht.de

Vorstand: Thorsten Müller und Fabian Pause, LL.M. Eur.
Stiftungsrat: Prof. Dr. Helmuth Schulze-Fielitz, Prof. Dr. Franz Reimer, Prof. Dr. Monika Böhm
Spendenkonto: Sparkasse Mainfranken Würzburg, IBAN DE16790500000046743183,
BIC BYLADEM1SWU

Inhaltsverzeichnis

A. Zusammenfassung	1
B. Einführung: Notwendigkeit einer vermehrten Bereitstellung von Blindleistung durch Erneuerbare-Energien-Anlagen	4
C. Begriffsverständnis und technische Grundlagen	5
D. Bereitstellung von Blindleistung	8
I. Instrumente zur Bereitstellung	8
1. Vor- und nachgelagerte Netzebenen	8
2. Eigene Betriebsmittel der Netzbetreiber	9
3. Blindleistungsbereitstellung durch Erzeugungsanlagen aufgrund von Netzanschlussbedingungen	9
a) Geltende Rechtslage.....	10
aa) Regelungen zur Bereitstellung von Blindleistung in den privatrechtlichen „Netzanschlussbedingungen“ der jeweiligen Netzbetreiber.....	10
bb) Anforderungen an das Blindleistungsverhalten in TAB und TAR	12
b) Europarechtliche Vorgaben durch den „Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger“ (NC RfG).....	14
aa) Rechtsnatur und inhaltliche Vorgaben des NC RfG	14
bb) Nationale Umsetzung der Vorgaben des NC RfG	16
4. Blindleistungsbereitstellung durch Erzeugungsanlagen aufgrund Vertrags	17
5. Spannungsbedingter Redispatch.....	18
6. Zwischenergebnis	19
II. Abrufreihenfolge	19
1. Einordnung der genannten Maßnahmen in den Maßnahmenkatalog zur Gewährleistung der Systemsicherheit	19
a) Netzbezogene Maßnahmen gem. § 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG.....	19
b) Marktbezogene Maßnahmen gem. § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG	20
c) Notfallmaßnahmen (§ 13 Abs. 2 EnWG)	21
2. Rangfolge.....	22
a) Stufenverhältnis § 13 EnWG.....	22
b) Verhältnis der netzbezogenen Maßnahmen untereinander	23

c) Verhältnis der marktbezogenen Maßnahmen untereinander	24
d) Verhältnis bei Abruf von EE-Anlagen und konventionellen Kraftwerken	25
3. Zwischenergebnis	26
III. Ergebnis Bereitstellung von Blindleistung.....	27
E. Vergütung von Blindleistung.....	27
I. Kein Anspruch auf Vergütung aufgrund der TAB bzw. TAR	27
II. Gegebenenfalls vertraglicher Vergütungsanspruch bei überobligatorischer Blindleistungserbringung.....	28
III. Gesetzlicher Vergütungsanspruch für Redispatchmaßnahmen gem. § 13a EnWG....	29
IV. Keine sonstigen gesetzlichen Vergütungsansprüche	29
V. Ergebnis Vergütung von Blindleistung	30
F. Europarechtlicher Ausblick	30

A. Zusammenfassung

Die Bereitstellung und Vergütung von Blindleistung steht gegenwärtig vermehrt im Fokus energiewirtschaftlicher Diskussionen, nicht zuletzt, da sich durch die Marktintegration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien neue Herausforderungen für den Blindleistungshaushalt ergeben. Während meist technische und ökonomische Fragestellungen im Kontext von Blindleistung behandelt werden, beleuchtet diese Studie die Thematik aus einer rechtlichen Perspektive.

Zusammenfassend lassen sich hinsichtlich der **Bereitstellung von Blindleistung** folgende Ergebnisse festhalten:

- Blindleistungsquellen sind unter anderem die vor- oder nachgelagerten Netzebenen, eigene Betriebsmittel der Netzbetreiber sowie Erzeugungsanlagen, die einerseits aufgrund der Netzanschlussbedingungen und andererseits aufgrund eines Vertrags mit den Netzbetreibern Blindleistung einspeisen. Zudem kann im Rahmen des spannungsbedingten Redispatch neben der Anpassung der Wirkleistungseinspeisung auch eine Anpassung der Blindleistungsbereitstellung erfolgen. Auch Verbraucher können als Blindleistungsquelle fungieren und Blindleistung bereitstellen.
- Die von den Netzbetreibern erlassenen Netzanschlussbedingungen, auf deren Basis Anlagenbetreiber zur Bereitstellung von Blindleistung verpflichtet werden können, sind technische Mindestanforderungen im Sinne des § 19 EnWG. Bei der Erstellung sind die Netzbetreiber an die Vorgaben der §§ 19, 49 EnWG gebunden. Hierbei können die von privaten Verbänden herausgegebenen Technischen Anschlussbedingungen (TAB) und Technischen Anwendungsregeln (TAR) als „Muster-Anschlussbedingungen“ einbezogen werden, eine Abweichung hiervon ist in den Grenzen der §§ 19, 49 EnWG möglich¹.
- Der Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (NC RfG) ist das erste verbindliche Regelwerk auf europäischer Ebene, das Vorgaben zur Blindleistungsbereitstellung trifft. Der NC RfG stellt eine Verordnung nach Art. 288 AEUV dar und gilt somit unmittelbar verbindlich. Die entsprechenden Vorgaben sind ab dem 27. April 2019 in den Netzanschlussbedingungen der Netzbetreiber verpflichtend zu berücksichtigen.

¹ Gemäß dem Gesetzentwurf für das Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften (Energiesammelgesetz) vom 02.11.2018 wird als Änderung des § 19 Abs. 4 EnWG vorgeschlagen, dass die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsunternehmen gemeinsam die allgemeinen technischen Mindestanforderungen erstellen und diese vom Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. verabschiedet werden, S. 42.

- Eine Bereitstellung von Blindleistung im Rahmen des spannungsbedingten Redispatch ist für Anlagen ab 10 Megawatt gem. § 13a EnWG verpflichtend². Ein Umkehrschluss, dass Anlagen *unter* 10 Megawatt nicht nur im Rahmen des spannungsbedingten Redispatch keine Pflicht zur Einspeisung von Blindleistung haben, sondern grundsätzlich keine Bereitstellungspflicht haben, ist unzulässig.
- Die einzelnen Instrumente zur Blindleistungsbereitstellung lassen sich in die Systemverantwortung der Netzbetreiber nach §§ 13, 14 EnWG einordnen. Als netzbezogene Maßnahme im Sinne des § 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG ist der Austausch von Blindleistung mit den vor- und nachgelagerten Netzebenen sowie die Bereitstellung durch eigene Betriebsmittel der Netzbetreiber zu bewerten. Hingegen ist im Sinne des § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG die Einspeisung von Blindleistung durch Erzeugungsanlagen – einerseits aufgrund der Netzanschlussbedingungen und andererseits aufgrund eines Vertrags mit den Netzbetreibern – als marktbezogene Maßnahme zu qualifizieren. Auch der spannungsbedingte Redispatch stellt eine marktbezogene Maßnahme dar. Die Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG umfassen auch eine entschädigungslose Anpassung der Blindleistungseinspeisung.
- Das Stufenverhältnis des § 13 EnWG gilt auch für die genannten Maßnahmen der Blindleistungseinspeisung, wodurch die netzbezogenen vor den marktbezogenen Maßnahmen ergriffen werden müssen und erst hierzu subsidiär die Notfallmaßnahmen. Die Auswahl der konkreten Maßnahmen bei gleichem Stufenverhältnis erfolgt anhand des Grundsatzes der Verhältnismäßigkeit³.
- Der Einspeisevorrang von EE- und KWK-Anlagen muss auch bei der Bereitstellung von Blindleistung berücksichtigt werden.

Hinsichtlich der **Vergütung von Blindleistung** kann zusammengefasst werden:

- Ein Vergütungsanspruch lässt sich nicht aus den TAB bzw. TAR herleiten, da diese nur Regelungen bezüglich technischer Anforderungen treffen. Die Netzanschlussbedingungen der jeweiligen Netzbetreiber bieten grundsätzlich Raum für die Verankerung einer Vergütung, ein solcher Fall ist jedoch nach Auswertung der vorliegenden Materialien nicht bekannt.
- Ein Vergütungsanspruch ergibt sich gegebenenfalls bei einer vertraglichen Blindleistungsbereitstellung. Hier wird Blindleistung im überobligatorischen Bereich erbracht, also über den in den Netzanschlussbedingungen vorgegebenen Leistungsfaktor hinaus, wofür bilateral eine Vergütung vereinbart werden kann.

² Im Gesetzentwurf für das Energiesammelgesetz 2018 wird als Änderung des § 13a Abs. 1 EnWG vorgeschlagen, die Schwelle für die verpflichtende Teilnahme am regulatorischen Redispatch von 10 MW auf 100 KW zu senken, S. 37.

³ Der Gesetzentwurf für das Energiesammelgesetz schlägt als Änderung des § 13 Abs. 1 EnWG als ergänzende Regelung vor, bei strom- und spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs von mehreren geeigneten Maßnahmen die Maßnahmen auszuwählen, die voraussichtlich insgesamt die geringsten Kosten verursachen, S. 36.

- Ein Anspruch auf angemessene Vergütung steht gem. § 13a Abs. 3 EnWG ebenso den Anlagen zu, die Blindleistung im Rahmen des spannungsbedingten Redispatch gem. § 13a Abs. 1 EnWG Blindleistung einspeisen.
- Sonstige gesetzliche Vergütungsansprüche, insbesondere aus dem EEG, lassen sich nicht erkennen.

B. Einführung: Notwendigkeit einer vermehrten Bereitstellung von Blindleistung durch Erneuerbare-Energien-Anlagen

Derzeit wird über die Erbringung von Blindleistung durch Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (EE-Anlagen) in energiewirtschaftlichen Fachkreisen intensiv diskutiert. Thematisiert wird dabei nicht nur, wie sich die steigende Anzahl von EE-Anlagen auf die Spannungshaltung und damit auf den Blindleistungsbedarf auswirkt. Auch die Bereitstellung von Blindleistung und deren mögliche Vergütung werfen eine Vielzahl technischer, ökonomischer und rechtlicher Fragen auf. Sollte Blindleistung verpflichtend bereitgestellt oder marktlich beschafft werden? Sollen Anlagenbetreiber für die Einspeisung von Blindleistung vergütet werden? Die vorliegende Studie behandelt ausgewählte rechtliche Aspekte zum Blindleistungsmanagement, insbesondere bezüglich der Bereitstellung und Vergütung.

Blindleistung ist eine Systemdienstleistung zur Spannungshaltung. Bisher stellen größtenteils ans Übertragungsnetz angeschlossene konventionelle Kraftwerke Blindleistung sowohl für die Netzebenen, an denen sie angeschlossen sind, als auch für die nachgelagerte Netzebenen bereit⁴. Da sich die Gesamtleistung der konventionellen Kraftwerke im Zuge der Transformation des Energiesystems jedoch Schritt für Schritt reduzieren wird, müssen in Zukunft vermehrt auch EE-Anlagen sowie andere Technologien und Verbraucher für eine stabile Spannung sorgen⁵. Darüber hinaus steigt infolge des wachsenden Anteils von EE-Anlagen künftig vermutlich der Bedarf an Blindleistung. Gründe für den erhöhten Blindleistungsbedarf sind zum einen die Spannungsabweichungen, die durch die steigenden Leistungsstransite⁶ im Übertragungsnetz entstehen, sowie die wechselnden Lastflüsse durch die fluktuierende Einspeisung von EE-Anlagen. Auch der internationale Stromhandel sowie die zunehmende Verkabelung im Verteilnetz haben Einfluss auf die Spannung⁷. Diese Veränderungen führten zu einer Reihe von Studien und Positionspapieren zur Ausgestaltung des zukünftigen Blindleistungsmanagement-Designs⁸. Da sowohl die Häufigkeit als auch der Umfang für EE-Anlagen steigen werden, Blindleistung bereitzustellen, wird besonders von EE-Anlagen-Betreibern eine Vergütung für die zunehmende Bereitstellung von Blindleistung gefordert⁹.

⁴ BNetzA, Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb, Diskussionspapier, S. 12.

⁵ INA/OTH Regensburg, Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit, S. 23; dena, Systemdienstleistungen 2030, S. 4 der Ergebniszusammenfassung.

⁶ Die steigenden Leistungsstransite im Übertragungsnetz entstehen durch die lastferne Leistungseinspeisung, vergleiche dena, Systemdienstleistungen 2030, S. 21 der Ergebniszusammenfassung.

⁷ dena, Wirtschaftlich tragbare Erbringung von Blindleistung, Branchenmeinungsbild, S. 8; EE Technik, Die Sache mit dem Bier – oder was genau sind Blindleistung, Wirkleistung und Scheinleistung?, www.eetechnik.de/die-sache-mit-dem-bier-oder-genau-sind-blindleistung-wirkleistung-und-scheinleistung/ (zuletzt abgerufen am 10.10.2018).

⁸ Beispielsweise BNetzA, Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb, Diskussionspapier; INA/OTH Regensburg, Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit; dena, Wirtschaftlich tragbare Erbringung von Blindleistung, Branchenmeinungsbild; BWE, Vergütung von Blindleistung, 2. BWE Positionspapier des AK Netze, Oktober 2016.

⁹ Vergleiche unter anderem BWE, Vergütung von Blindleistung, 2. BWE Positionspapier des AK Netze, Oktober 2016.

Rechtliche Fragestellungen bezüglich der Gestaltung des Blindleistungsmanagements werden in den Abhandlungen bislang oftmals nur knapp bzw. überhaupt nicht behandelt. Deshalb soll die vorliegende Studie einen rechtswissenschaftlichen Beitrag dazu leisten, den Rechtsrahmen für die Bereitstellung und Vergütung von Blindleistung zu identifizieren und zu strukturieren. Im Folgenden werden zunächst die technischen Grundlagen der Blindleistung soweit dargestellt, wie sie für das Verständnis der rechtlichen Rahmenbedingungen erforderlich sind (C.). Anschließend wird auf rechtliche Fragen hinsichtlich der Bereitstellung von Blindleistung eingegangen (D.). In einem letzten Teil wird der derzeitige Rechtsrahmen hinsichtlich der Vergütungsmöglichkeiten bzw. -pflichten dargestellt (E.).

C. Begriffsverständnis und technische Grundlagen

Blindleistung ist ein Begriff der Elektrotechnik. Er beschreibt eine elektrische Größe, die keine elektrische Arbeit verrichtet. Die zwischen einer Induktivität oder Kapazität und der Quelle pendelnde Leistung kennzeichnet eine Phasenverschiebung zwischen Strom und Spannung¹⁰. Der Terminus „Blindleistung“ wird in der Regel zusammen mit den Begriffen „Wirkleistung“ und „Scheinleistung“ verwendet, weshalb diese im Folgenden definiert und abgegrenzt werden sollen.

Die Wirkleistung (P), angegeben in Watt (W) wird in der Elektrotechnik als *„elektrische Leistung, die für die Umsetzung in eine andere Leistung, z. B. in mechanische, thermische, chemische, optische oder akustische Leistung verfügbar ist“* verstanden¹¹. Durch die Umwandlung von elektrischer in eine andere Leistung ist die Wirkleistung dafür verantwortlich, dass beispielsweise eine Glühbirne leuchtet oder die Waschmaschine läuft.

Hingegen kann Blindleistung, mit dem Buchstaben „Q“ abgekürzt, nicht in Arbeit oder Wärme umgesetzt werden, d. h. sie kann im Gegensatz zur Wirkleistung *nicht* Glühbirnen zum Leuchten bringen. Daher wird Blindleistung (Einheitenzeichen var) gelegentlich als „nutzlos“ betitelt¹². Jedoch kommen ihr zwei wichtige Funktionen im Stromnetz zu: Sie dient zum einem dem Transport von Strom und wird aufgrund dieser positiven Eigenschaften für den Stromtransport teilweise auch als „Schmiermittel der Netze“ bezeichnet¹³. Zum anderen kann ihr Einsatz stabilisierende Effekte auf die Netzspannung haben. So stabilisiert Blindleistung die Spannung in der jeweiligen Netzebene. So kann durch eine Veränderung der Blindleistungseinspeisung die

¹⁰ INA/OTH Regensburg, Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit, S. 28.

¹¹ So die Definition im Transmission Code 2007 (Version 1.1), August 2007 des VDN, S. 73. Auf diese Definition nimmt der Gesetzgeber Bezug in der Gesetzesbegründung zum EEG 2012, BT-Drs. 17/6071, S. 61.

¹² Vergleiche beispielsweise von Oppen: *„die Blindleistung pendelt (...) nutzlos hin und her“*, von Oppen, in: Greb/Boewe, EEG 2017, § 3 Nr. 31 Rn. 2.

¹³ Dürr, ew 2018, 36 (38).

Spannung erhöht bzw. gesenkt werden¹⁴. Die Netzspannung ist abhängig von der Wirk- und Blindleistungseinspeisung der an das Netz angeschlossenen Erzeugungsanlagen sowie vom Lastverhalten der Verbrauchsanlagen. Die Netzbetreiber sind im Rahmen ihrer Systemverantwortung nach §§ 13, 14 EnWG¹⁵ verpflichtet, ein Gleichgewicht zwischen Blindleistungsbedarf und -erzeugung zu gewährleisten¹⁶. So müssen sie bei einem erhöhten Blindleistungsbedarf zusätzliche Blindleistung bereitstellen, bei einem Blindleistungsüberschuss diese kompensieren¹⁷. Treten dennoch Spannungsabweichungen infolge eines unausgeglichene Blindleistungshaushalts auf, können diese bei größeren Abweichungen vom zulässigen Spannungsband zu Unterbrechungen der Stromversorgung führen¹⁸.

Die Einspeisung von Blindleistung lässt sich anhand ihrer Funktion differenzieren. Im Rahmen der sog. „Kehrpflicht“ erfolgt die Einspeisung von Blindleistung durch Erzeugungsanlagen zu dem Zweck, die anlageneigenen Rückwirkungen zu kompensieren¹⁹. Im Rahmen dieser lokalen Spannungshaltung geht es um die Kompensation der Spannungsanhebung, die gerade aufgrund des Netzanschlusses und Einspeisung der entsprechenden Anlage bedingt ist²⁰. Die Anlagen stützen also insoweit das Netz, wie sie es selbst belasten²¹. Im Rahmen des aktiven Blindleistungsmanagements hingegen erfolgt eine Blindleistungsbereitstellung für den allgemeinen Netzbetrieb, wobei die Blindleistung unabhängig von der lokalen Messgröße eingespeist wird²². Im Rahmen des aktiven Blindleistungsmanagement lässt sich nochmals unterscheiden zwischen den Fällen der Blindleistungseinspeisung ohne gleichzeitige Änderung der Wirkleistungseinspeisung bzw. mit gleichzeitiger Anpassung²³.

Blindleistung dient dem Auf- und Abbau von magnetischen Feldern (z. B. in Motoren und Transformatoren) bzw. elektrischen Feldern (z. B. in Kondensatoren) und pendelt im Stromnetz zwischen Erzeuger und Verbraucher hin und her²⁴. Physikalisch wird – vereinfacht ausgedrückt – die Blindleistung für den Aufbau des Feldes, welches für den Betrieb einer elektrischen Anlage auf Verbraucherseite erforderlich ist, zeitweise in Anspruch genommen, und anschließend wie-

¹⁴ *INA/OTH Regensburg*, Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit, S. 28 f.

¹⁵ Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 6 des Gesetzes vom 20. Juli 2017 (BGBl. I S. 2808, 2018 I 472) geändert worden ist.

¹⁶ *VDN*, Transmission Code 2007 (Version 1.1), August 2007, Abschnitt 5.2.3; *Tschida*, Die Systemverantwortung der Netzbetreiber, S. 57.

¹⁷ *BNetzA*, Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb, Diskussionspapier, S. 10.

¹⁸ *Von Oppen*, in: *Greb/Boewe*, EEG 2017, § 9 Rn. 12.

¹⁹ *BNetzA*, Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb, Diskussionspapier, S. 23.

²⁰ *INA/OTH Regensburg*, Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit, S. 123.

²¹ *BNetzA*, Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb, Diskussionspapier, S. 23.

²² *BNetzA*, Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb, Diskussionspapier, S. 24.

²³ Grundsätzlich erfolgt die Blindleistungseinspeisung ohne eine Änderung der Wirkleistungseinspeisung. Anders jedoch im Falle des spannungsbedingten Redispatch gem. § 13a EnWG sowie gegebenenfalls im Rahmen der Notfallmaßnahmen gem. § 13 Abs. 2 EnWG. Eine Vertiefung dieser Aspekte erfolgt in Teil D.

²⁴ *INA/OTH Regensburg*, Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit, S. 28.

der ins Netz zurückgespeist²⁵. Eine Besonderheit gegenüber der Wirkleistung kommt der Blindleistung hinsichtlich der Transportierbarkeit zu. Während Wirkleistung über große Entfernungen mit geringen Verlusten transportiert und genutzt werden kann, muss Blindleistung regional bereitgestellt werden, da sie nur über geringe Distanzen transportiert werden kann²⁶. Daher kommen nur lokale Blindleistungsquellen zur Spannungshaltung in Frage²⁷. Diese physikalische Eigenschaft hat Auswirkungen auf das Blindleistungsmanagement-Design, da sie möglicherweise in der Ausgestaltung von marktbasierter Beschaffungsmethoden und gewissen Vergütungsmodellen berücksichtigt werden muss.

Oftmals wird im Kontext der Blindleistung auch der Begriff der Scheinleistung (S) verwendet. Sie setzt sich aus der geometrischen Summe²⁸ von Wirk- und Blindleistung zusammen und wird in der Einheit Voltampere (VA) angegeben²⁹. Das Verhältnis von Wirk- (P), Blind- (Q) und Scheinleistung (S) kann grafisch folgendermaßen dargestellt werden³⁰:

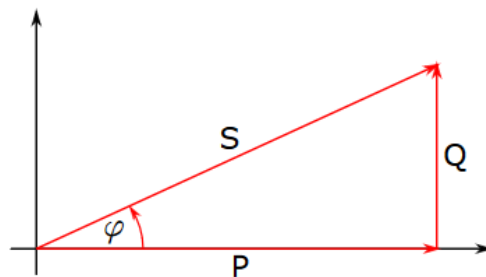


Abbildung 1: Verhältnis von Wirkleistung (P) zur Blindleistung (Q) und Scheinleistung (S) (eigene Darstellung)

Bei konstanter Wirkleistungseinspeisung bewirkt eine Erhöhung der Blindleistungslieferung somit einen Anstieg der Scheinleistung. Wie viel Scheinleistung eine Anlage erbringen kann, hängt von deren Auslegung (Größe) ab und ist somit relevant für die Auslegung der Betriebs-

²⁵ Tüngler, in: Kment, EnWG, § 12 Rn. 34.

²⁶ INA/OTH Regensburg, Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit, S. 31; VDN, Transmission Code 2007 (Version 1.1), August 2007, Abschnitt 5.2.3; Tschida, Die Systemverantwortung der Netzbetreiber, S. 57.

²⁷ BNetzA, Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb, Diskussionspapier, S. 26; dena, Systemdienstleistungen 2030, S. 102.

²⁸ Vergleiche zum Begriff der geometrischen Summe und deren Berechnung die Ausführungen und die Beispielsrechnung in SMA Solar Technology AG, TechnikKompendium 1: Blindleistung, S. 6 f.

²⁹ Von Oppen, in: Greb/Boewe, EEG 2017, § 3 Nr. 31 Rn. 2.

³⁰ Oftmals wird zur Erklärung dieser drei Begriffe die etwas hinkende Analogie eines Bierglases bemüht. Hierbei steht das Bier für die Wirkleistung, also die eigentliche Leistung des Getränks, während die – scheinbar nutzlose – Schaumkrone die Blindleistung darstellt. Das Bierglas insgesamt symbolisiert die Scheinleistung und muss das Bier und die Schaumkrone, also Wirk- und Blindleistung, zusammen aufnehmen können, vergleiche *EE Technik*, Die Sache mit dem Bier – oder was genau sind Blindleistung, Wirkleistung und Scheinleistung?, www.eetechnik.de/die-sache-mit-dem-bier-oder-genau-sind-blindleistung-wirkleistung-und-scheinleistung/ (zuletzt aufgerufen am 10.10.2018).

mittel wie zum Beispiel Leitungen, Transformatoren und Schalter³¹. Sollen EE-Anlagen bei maximaler Wirkleistungseinspeisung mehr Blindleistung bereitstellen können, so muss beispielsweise der Wechselrichter größer dimensioniert werden³². Auch auf Netzebene müssen Leitungen, Schalter, Transformatoren und sonstige Bauteile für die Scheinleistung ausgelegt werden und dürfen also nicht nur die Wirkleistung berücksichtigen³³.

D. Bereitstellung von Blindleistung

Im folgenden Kapitel wird untersucht, welche Instrumente den Netzbetreibern zur Bereitstellung von Blindleistung zur Verfügung stehen (I.). Zudem werden die rechtlichen Vorgaben an die Abrufreihenfolge beim Einsatz der einzelnen Blindleistungsquellen analysiert (II.).

I. Instrumente zur Bereitstellung

Der Blindleistungsgehalt im Stromnetz kann durch die Einspeisung von Blindleistung, aber auch durch den Bezug von Blindleistung geregelt werden³⁴. Eine Einspeisung beziehungsweise ein Bezug von Blindleistung kann durch sog. Blindleistungsquellen erfolgen, durch die Blindleistung gezielt bereitgestellt werden kann. Als Blindleistungsquellen dienen unter anderem die vor- oder nachgelagerten Netzebenen, eigene Betriebsmittel der Netzbetreiber sowie Erzeugungsanlagen, die einerseits aufgrund der Netzanschlussbedingungen und andererseits aufgrund eines Vertrags mit den Netzbetreibern Blindleistung bereitstellen. Zudem kann im Rahmen des spannungsbedingten Redispatch neben einer Anpassung der Wirkleistungseinspeisung eine Anpassung der Blindleistungsbereitstellung erfolgen. Auch Verbraucher können als Blindleistungsquelle fungieren und Blindleistung bereitstellen; hierauf soll jedoch aufgrund der schwerpunktmäßigen Betrachtung von EE-Anlagen nicht näher eingegangen werden.

1. Vor- und nachgelagerte Netzebenen

Die Netzbetreiber der verschiedenen Netzebenen können Blindleistung austauschen. Sofern zwei oder mehr Netze von Netzbetreibern einen gegenläufigen Blindleistungshaushalt³⁵ besitzen, können die unmittelbar angeschlossenen Netzbetreiber durch die Bereitstellung von Blind-

³¹ *BNetzA*, Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb, Diskussionspapier, S. 10.

³² *BNetzA*, Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb, Diskussionspapier, S. 10.

³³ *Cichowski/Cichowski*, Lexikon der Anlagentechnik, S. 60.

³⁴ Die folgende Kategorisierung und Darstellung ist im Wesentlichen an die Struktur des Diskussionspapiers Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb der BNetzA (*BNetzA*, Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb, Diskussionspapier) angelehnt.

³⁵ Von einem gegenläufigen Blindleistungshaushalt spricht man, wenn in einem Netzgebiet ein Blindleistungsüberschuss besteht, während in einem anderen gleichzeitig eine Blindleistungsunterspeisung vorliegt.

leistung dieses Ungleichgewicht kompensieren³⁶. Bisher erfolgt die Bereitstellung überwiegend von Seiten der Übertragungsnetzbetreiber an die Verteilnetzbetreiber, d. h. die vorgelagerte Ebene unterstützt die nachgelagerten Verteilnetze mit Blindleistung³⁷. Aufgrund des zunehmenden Anteils von am Mittel- und Niederspannungsnetz angeschlossenen EE-Anlagen ist zukünftig jedoch auch ein beidseitiger Austausch von Blindleistung erforderlich³⁸.

2. Eigene Betriebsmittel der Netzbetreiber

Kann durch den Austausch von Blindleistung keine Rückführung der Spannung erreicht werden, können Netzbetreiber ihre eigenen Netzbetriebsmittel zur Einspeisung von zusätzlicher Blindleistung nutzen. Hierzu können die Netzbetreiber zum Beispiel Blindleistungskompensationsanlagen (Kondensatoren, Spulen, SVC³⁹ und STATCOM⁴⁰) einsetzen⁴¹. Zudem können stillgelegte Kraftwerke im Phasenschieberbetrieb⁴² und Umrichterstationen von HGÜ-Konvertern Blindleistung bereitstellen⁴³.

Die Vorteile dieser Blindleistungsquelle sind die direkte Steuerbarkeit durch den Netzbetreiber, die Möglichkeit der bedarfsgerechten Allokation der Kompensationsanlagen sowie die von der Wirkleistungseinspeisung unabhängige Verfügbarkeit⁴⁴. Bei dieser Art der Blindleistungsbereitstellung können den Netzbetreibern allerdings hohe Kapitalkosten entstehen⁴⁵.

3. Blindleistungsbereitstellung durch Erzeugungsanlagen aufgrund von Netzanschlussbedingungen

Auch Erzeugungsanlagen dienen als Blindleistungsquelle; viele Anlagen, insbesondere die üblicherweise über Wechselrichter angeschlossenen EE-Anlagen, stehen hierfür jedoch aufgrund technischer Gegebenheiten nur bei gleichzeitiger Wirkleistungseinspeisung zur Verfügung⁴⁶. Vorgaben zur Bereitstellung von Blindleistung sind in verschiedenen Regelwerken enthalten.

³⁶ BNetzA, Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb, Diskussionspapier, S. 12 f., S. 21 f.

³⁷ BNetzA, Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb, Diskussionspapier, S. 12 f., S. 21 f.

³⁸ BNetzA, Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb, Diskussionspapier, S. 12 f., S. 21 f.

³⁹ SVC ist die Abkürzung für Static Var Compensator.

⁴⁰ STATCOM ist die Abkürzung für Static Synchronous Compensator.

⁴¹ BNetzA, Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb, Diskussionspapier, S. 13 f.; *dena*, Systemdienstleistungen 2030, S. 103.

⁴² Dies erfolgt derzeit beispielsweise im stillgelegten Kernkraftwerk Biblis.

⁴³ BNetzA, Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb, Diskussionspapier, S. 13 f.; *dena*, Systemdienstleistungen 2030, S. 103.

⁴⁴ BNetzA, Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb, Diskussionspapier, S. 13 f.; *dena*, Systemdienstleistungen 2030, S. 103.

⁴⁵ BNetzA, Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb, Diskussionspapier, S. 13 f.; *dena*, Systemdienstleistungen 2030, S. 103.

⁴⁶ Aktuelle Studien untersuchen, inwiefern Windenergieanlagen auch bei Windflauten Blindleistung bereitstellen können, vergleiche hierzu *Christ et al.*, ew 2018, 32.

Zunächst soll die geltende Rechtslage dargestellt werden (a.), bevor auf die Neuerungen durch die unionsrechtlichen Einflüsse in Form der EU-Netzkodizes eingegangen wird (b.). Die Vorgaben des „Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger“ (NC RfG)⁴⁷ sind nach einer dreijährigen Übergangsfrist ab dem 27. April 2019 anzuwenden.

a) Geltende Rechtslage

aa) Regelungen zur Bereitstellung von Blindleistung in den privatrechtlichen „Netzanschlussbedingungen“ der jeweiligen Netzbetreiber

Der Gesetzgeber selbst trifft keine Vorgaben für Erzeugungsanlagen bezüglich deren technischen Fähigkeiten zur Erbringung von Blindleistung (Blindleistungsvermögen) bzw. zu einer entsprechenden situativen Bereitstellung im Fall einer konkreten Spannungsabweichung (Blindleistungsverhalten)⁴⁸. Es bestehen also keine *expliziten* gesetzlichen Regelungen zur Blindleistungsbereitstellung durch Erzeugungsanlagen. Jedoch sind Netzbetreiber gem. §§ 19, 49 EnWG berechtigt und verpflichtet, technische Mindestanforderungen für den Netzanschluss u. a. von Erzeugungsanlagen festzulegen⁴⁹. Im Rahmen dieser rein privatrechtlichen technischen Mindestanforderungen für den Netzanschluss, im Folgenden „Netzanschlussbedingungen“ genannt, können die Netzbetreiber Vorgaben zum Blindleistungsvermögen und zum Blindleistungsverhalten von Erzeugungsanlagen treffen. Die Netzanschlussbedingungen müssen die Interoperabilität der Netze sicherstellen, sachlich gerechtfertigt und nichtdiskriminierend gestaltet sein (§ 19 Abs. 1 S. 1 EnWG); zudem müssen sie die technische Sicherheit im Rahmen der allgemein anerkannten Regeln der Technik gewährleisten (§ 19 Abs. 3 S. 3 EnWG i. V. m. § 49 Abs. 2 bis 4 EnWG)⁵⁰. Insofern findet § 49 Abs. 2 bis 4 EnWG über § 19 Abs. 3 S. 3 EnWG nicht nur Anwendung auf „Energieanlagen“ (vergleiche den Wortlaut des § 49 Abs. 1 EnWG), sondern auch im Rahmen der Erstellung der technischen Mindestanforderungen (Netzanschlussbedingungen). Die Netzbetreiber müssen sich bei Erlass ihrer Netzanschlussbedingungen somit innerhalb dieser gesetzlichen Vorgaben bewegen, sind jedoch im Übrigen grundsätzlich frei in ihren Festlegungen. Zusätzlich zu den Regelungen des §§ 19, 49 EnWG sieht spezialgesetzlich § 10 Abs. 2 Erneuerbare-Energie-Gesetz (EEG 2017)⁵¹ für EE-Anlagen vor, dass die Ausführung deren An-

⁴⁷ Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbedingungen für Stromerzeuger, abrufbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=OJ%3AJOL_2016_112_R_0001 (zuletzt abgerufen am 26.10.2018).

⁴⁸ Eine Ausnahme stellt die SDLWindV dar, die die gesetzlichen Anforderungen zur Blindleistungsbereitstellung von bestimmten Windenergieanlagen festlegt, vergleiche hierzu D.I.3.a)bb).

⁴⁹ Gemäß dem Gesetzentwurf für das Energiesammelgesetz wird als Änderung des § 19 Abs. 4 EnWG vorgeschlagen, dass die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsunternehmen gemeinsam die allgemeinen technischen Mindestanforderungen erstellen und diese vom Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. verabschiedet werden, S. 42.

⁵⁰ *Höhne*, in: Elspas/Grassmann/Rasbach, EnWG, § 19 Rn. 13 ff.

⁵¹ Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Juni 2018 (BGBl. I S. 862) geändert worden ist.

schlüsse den im Einzelfall notwendigen technischen Anforderungen des Netzbetreibers und § 49 EnWG entsprechen muss. Somit findet sich im EEG eine für EE-Anlagen geltende gesetzliche Bezugnahme auf die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik nach § 49 EnWG.

Viele Netzbetreiber greifen bei Erstellung ihrer eigenen Netzanschlussbedingungen auf „Muster-Anschlussbedingungen“ von privaten Verbänden zurück und nutzen diese – teilweise identisch, teilweise abgewandelt – als Grundlage für die Netzanschlussbedingungen ihres Netzgebiets⁵². Diese Muster-Anschlussbedingungen⁵³ werden als sog. Technische Anschlussbedingungen (TAB) bzw. Technische Anwendungsregelungen (TAR) bezeichnet und werden derzeit von den privaten Verbänden VDN, VDE|FNN bzw. bdew herausgegeben⁵⁴:

- Auf Höchstspannungsebene enthält derzeit der „Transmission Code 2007“ des VDN entsprechende Muster-Anforderungen⁵⁵,
- auf Hochspannungsebene die „TAB Hochspannung“ des VDE|FNN⁵⁶,
- auf Mittelspannungsebene die beiden Regelwerke des bdew „TAB Mittelspannung“⁵⁷ und „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“⁵⁸ sowie
- auf Niederspannungsebene die Regelungen „TAB Niederspannung“ des bdew⁵⁹ und „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ des VDE|FNN⁶⁰.

Da es sich um von der Branche selbst erstellte Regelwerke ohne Gesetzeskraft handelt, sind diese gegenüber den Netzbetreibern rechtlich nicht verbindlich⁶¹. Es besteht somit keine Pflicht zur Verwendung der TAB und TAR durch die Netzbetreiber beim Erlass ihrer Netzanschlussbedingungen. Folglich sind von den TAB und TAR abweichende Regelungen in den Netzanschlussbedingungen möglich, solange sie sich in den oben aufgezeigten Grenzen der §§ 19, 49 EnWG bewegen.

Sofern die Netzbetreiber die Vorgaben der TAB und TAR des VDE|FNN übernehmen, hat dies für sie allerdings den Vorteil, dass sie von der Vermutungsregel des § 49 Abs. 2 EnWG profitie-

⁵² *BNetzA*, Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb, Diskussionspapier, S. 15.

⁵³ Missverständlich werden teilweise sowohl die Netzanschlussbedingungen der Netzbetreiber als auch die Technischen Anschlussbedingungen der Verbände als „TAB“ bezeichnet, so z. B. von *BNetzA*, Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb, Diskussionspapier. Bei Nutzung dieser Terminologie würde sich zur Abgrenzung anbieten, Erstere als „AGB-TAB“ und Letztere als „Muster-TAB“ zu bezeichnen.

⁵⁴ Alle genannten Regelwerke befinden sich derzeit in Überarbeitung, worauf sogleich unter D. 3. b) eingegangen wird.

⁵⁵ *VDN*, Transmission Code 2007 (Version 1.1), August 2007.

⁵⁶ *VDE|FNN*, Technische Anschlussbedingungen Hochspannung, VDE-AR-N-4120, erschienen im Januar 2015.

⁵⁷ *Bdew*, Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz, TAB Mittelspannung 2008, erschienen im Mai 2008.

⁵⁸ *Bdew*, Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, erschienen im Juni 2008.

⁵⁹ *Bdew*, Technische Anschlussbedingungen, TAB 2007 für den Anschluss an das Niederspannungsnetz, Stand: Juli 2007, Ausgabe 2011.

⁶⁰ *VDE|FNN*, Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, VDE-AR-N-4105, erschienen im August 2011.

⁶¹ *Säcker/Barbknecht*, in: *Säcker, Energierecht*, Band 1 Halbband 1, § 19 Rn. 47 f.

ren. Demnach wird bei Inkorporation der technischen Regeln des VDE vermutet, dass die allgemein anerkannten Regeln der Technik gem. § 49 Abs. 1 S. 2 EnWG eingehalten wurden. Die Vermutungsregel statuiert folglich eine Umkehr der Beweislast⁶². Verweist der Netzbetreiber somit in seinen Netzanschlussbedingungen auf die TAB und TAR des VDE|FNN, so muss er grundsätzlich nicht nachweisen, dass er die allgemein anerkannten Regeln der Technik eingehalten hat, sondern dies wird widerleglich vermutet⁶³. Trifft er hingegen in seinen Netzanschlussbedingungen von den TAB und TAR abweichende Regelungen, so liegt bezüglich dieser konkreten Regelung die Beweislast hinsichtlich der Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik (weiterhin) bei dem jeweiligen Netzbetreiber.

bb) Anforderungen an das Blindleistungsverhalten in TAB und TAR

Die TAB bzw. TAR stellen bezüglich des Blindleistungsverhaltens grundsätzlich die gleichen Anforderungen an alle EE-Anlagen-Typen und konventionelle Kraftwerke. Eine Ausnahme gilt für Windenergieanlagen, die vor dem 31. Juli 2017 in Betrieb genommen wurden. Für diese gelten gem. § 9 Abs. 6 EEG 2017 die gesetzlichen Spezialvorschriften der Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (SDLWindV⁶⁴). Die gesetzlichen Standards der SDLWindV sollen nach dem Willen des Gesetzgebers nur übergangsweise Anwendung finden⁶⁵, weshalb für Windenergieanlagen, die nach dem 31. Juli 2017 in Betrieb genommen werden, grundsätzlich ebenso die technischen Vorgaben der TAB bzw. TAR gelten.

Zunächst enthielten nur die TAB für die Höchst- und Hochspannungsebene Vorgaben bezüglich der Bereitstellung von Blindleistung durch Erzeugungsanlagen⁶⁶. Durch den zunehmenden Anschluss von dezentralen EE-Erzeugungsanlagen an das Mittel- und Niederspannungsnetz und den damit verbundenen Auswirkungen auf die Netzspannung wurden im Jahr 2008 durch Überarbeitung der entsprechenden TAB erstmals Regelungen zur Blindleistungsbereitstellung auf Mittelspannungsebene⁶⁷ sowie im Jahr 2011 auf Niederspannungsebene⁶⁸ eingeführt. EE-Anlagen, die vorwiegend am Mittel- und Niederspannungsnetz angeschlossen sind, wurden somit schrittweise an die Übernahme von Systemverantwortung herangeführt und tragen nun auch entsprechend zur Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzbetriebs bei⁶⁹.

Die Blindleistungserbringung ist den derzeitigen Verbänderegelungen zufolge an die Wirkleistungseinspeisung gekoppelt, d. h. von Anlagen wird nur dann ein bestimmtes Blindleistungs-

⁶² *Bourwieg*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 49 Rn. 8.

⁶³ *Höhne*, in: Elspas/Grassmann/Rasbach, EnWG, § 19 Rn. 17.

⁶⁴ Systemdienstleistungsverordnung vom 03. Juli 2009 (BGBl. I S. 1734), die zuletzt durch Artikel 10 des Gesetzes vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258) geändert worden ist.

⁶⁵ BT-Drs. 18/1304, S. 123.

⁶⁶ Transmission Code 2007, inzwischen partiell aufgrund neuerer Regelwerke nicht mehr anwendbar.

⁶⁷ *Bdew*, Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz, TAB Mittelspannung 2008, erschienen im Mai 2008.

⁶⁸ *Bdew*, Technische Anschlussbedingungen, TAB 2007 für den Anschluss an das Niederspannungsnetz, Stand: Juli 2007, Ausgabe 2011.

⁶⁹ *Altrock/Sösemann*, in: Altrock/Oschmann/Theobald, EEG 2012, § 7 Rn. 34.

verhalten gefordert, wenn diese auch gleichzeitig Wirkleistung einspeisen⁷⁰. Bezüglich der Bereitstellung von Blindleistung enthalten die TAB bzw. TAR in der Regel Vorgaben zum Leistungsfaktor $\cos\phi$ ($\cos\phi$). Dieser entspricht – wie die Grafik auf S. 7 zeigt – dem Verhältnis von eingespeister Wirkleistung zur Scheinleistungseinspeisung. Je niedriger der Leistungsfaktor, desto höher ist die geforderte Blindleistungsbereitstellung⁷¹.

Der konkrete Inhalt der TAB bzw. TAR bezüglich der Bereitstellung von Blindleistung ist zum Teil streitig. Einer der diskutierten Aspekte ist hierbei, ob für den Netzanschluss lediglich die *Fähigkeit* zur Bereitstellung von Blindleistung vorgeschrieben ist oder darüberhinausgehend auch eine *Pflicht zur Bereitstellung* in einem gewissen Spannungsband besteht. Diese Frage ist vor dem Hintergrund relevant, dass die Einspeisung von Blindleistung möglicherweise mit Kosten und Einnahmebußen für die (EE-)Anlagenbetreiber einhergeht, eine Vergütung der Blindleistungsbereitstellung durch den zuständigen Netzbetreiber jedoch in den meisten Fällen nicht stattfindet. Um Blindleistung im Betrieb der Anlage vorhalten und bereitstellen zu können, fallen gegebenenfalls erhöhte Investitionskosten an, da einerseits eine aufwendigere Technik und andererseits die technische Fähigkeit für eine höhere Scheinleistung (z. B. größer dimensionierte Wechselrichter) erforderlich sind. Zudem können durch die Blindleistungsbereitstellung Betriebs- und Verlustkosten entstehen, da die erhöhte Blindleistungsbereitstellung und die damit gegebenenfalls einhergehende Wirkleistungsreduzierung Ertragsminderungen verursachen⁷² sowie durch den Abruf von Blindleistung elektrische Verluste eintreten können⁷³.

In der Praxis steuern die Netzbetreiber die Blindleistungserbringung von Erzeugungsanlagen, d. h. alle Anlagen müssen ein gewisses Blindleistungspotential zur Verfügung stellen, auf das die Netzbetreiber zugreifen können. *De facto* entspricht diese Handhabung einer Pflicht zur Bereitstellung. Auf eine solche deutet zudem Ziffer 3.3.8 des Transmission Codes 2007 hin, der derzeit die technischen Anschlussbedingungen für die Höchstspannungsebene enthält. Die Überschrift der Ziffer 3.3.8 lautet „Blindleistungsbereitstellung“, was über die bloße Fähigkeit hinauszugehen scheint. Zudem wird der Begriff „Blindleistungsbereitstellung“ im Definitionsverzeichnis des Transmission Code 2007 festgelegt als „Blindleistung, die eine Erzeugungseinheit nach den Vorgaben des Netzbetreibers im Teil- oder Volllastbetrieb mit dem Netz *auszutau-*

⁷⁰ Dena, Systemdienstleistungen 2030, S. 104.

⁷¹ BNetzA, Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb, Diskussionspapier, S. 15.

⁷² Dena, www.dena.de/newsroom/blindleistung/ (zuletzt abgerufen am 10.10.2018).

Einer nicht-repräsentativen Studie zufolge, die im Auftrag des BWE verfasst wurde, können sich unter bestimmten Umständen jährliche Ertragsminderung von bis zu 2-3 % ergeben. Die Studie ist verfügbar unter https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/02-technik-und-netze/01-netze/20160927_blindleistungsstudie_kurzfassung_final.pdf. Eine Aufschlüsselung der einzelnen Kostenfaktoren nach Erzeugungstyp befindet sich bei *INA/OTH Regensburg, Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit*, S. 117.

⁷³ *INA/OTH Regensburg, Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit*, 117 ff. Vergleiche zur Entwicklung der Gesamtkosten für die Bereitstellung von Blindleistung bis zum Jahr 2050 (einschließlich Betriebs- und Verlustkosten, ohne Kosten der Bezugskunden) auch *Brückl*, ew 1/2018, S. 46 (46 f.).

schen hat“⁷⁴. Die Gegenmeinung, die nicht von einer Pflicht zur Erbringung ausgeht, sondern nur von der Fähigkeit zur Erbringung, stützt sich unter anderem auf Ziffer 2.5.4 der TAB Mittelspannung. Demnach müssen Erzeugungsanlagen bei Wirkleistungsabgabe in dem vorgegebenen Blindleistungsbereich „betrieben werden können“⁷⁵.

b) Europarechtliche Vorgaben durch den „Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger“ (NC RfG)

Alle genannten TAB und TAR befinden sich derzeit aufgrund unionsrechtlicher Vorgaben in Überarbeitung, wobei es ab April 2019 für die Höchst-, Hoch- und Mittelspannungsebene jeweils nur noch ein, für die Niederspannungsebene zwei Regelwerke geben soll. Die TAB und TAR stammen zudem nicht mehr aus der Hand verschiedener Verbände, sondern werden künftig einheitlich jeweils als TAR des VDE|FNN erlassen⁷⁶. Auslöser für die Überarbeitung war der EU-Netzkodex NC RfG, der am 17. Mai 2016 in Kraft getreten ist.

aa) Rechtsnatur und inhaltliche Vorgaben des NC RfG

Der NC RfG stellt als EU-Netzkodex eine unmittelbar rechtlich verbindliche Verordnung i. S. d. Art. 288 AEUV⁷⁷ dar, die von der Kommission auf der Rechtsgrundlage der Art. 6 ff. der Verordnung (EG) Nr. 714/2009⁷⁸ erlassen wurde⁷⁹. Mit dem NC RfG besteht erstmalig auf europäischer Ebene ein rechtlich verbindliches Regelwerk, das Vorgaben zur Blindleistungsbereitstellung von Stromerzeugern festlegt. Der NC RfG enthält europarechtliche Rahmenvorgaben für die nationale Gestaltung der technischen Anforderungen, welche bis Ablauf eines dreijährigen Übergangszeitraums nach deren Veröffentlichung – konkret bis 27. April 2019 – in die nationalen technischen Regelwerke umzusetzen⁸⁰ sind, vergleiche Art. 72 Abs. 2 NC RfG.

Die technischen Anforderungen des NC RfG an die Stromerzeuger sind nicht für alle Anlagen einheitlich, sondern variieren einerseits nach Spannungsebene des Netzanschlusspunkts und andererseits nach Maximalkapazität der Erzeugungsanlage, vergleiche Art. 5 Abs. 2 NC RfG.

⁷⁴ Hervorhebung durch die Verfasserin.

⁷⁵ Hervorhebung durch die Verfasserin.

⁷⁶ Die TAR wurden als Vorabversion zur Notifizierung durch die EU-Kommission eingereicht. Der Notifizierungsvorgang ist für die TAR mit Ausnahme der TAR Niederspannung bereits abgeschlossen (Stand 14.11.2018).

⁷⁷ Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Kommission, Fassung aufgrund des am 1.12.2009 in Kraft getretenen Vertrages von Lissabon, konsolidierte Fassung bekanntgemacht im ABl. EG Nr. C 115 vom 9.5.2008, S. 47.

⁷⁸ Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.07.2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003.

⁷⁹ *Leffler/Fischerauer*, EU-Netzkodizes und Kommissionsleitlinien, S. 25.

⁸⁰ Streng genommen handelt es sich um keine „Umsetzung“ im juristischen Sinne, da dieser Begriff typischerweise im Kontext der mitgliedstaatlichen Umsetzung von Richtlinien verwendet wird. Die Netzkodizes verpflichten hingegen Private zum Tätigwerden, weshalb der Begriff „Ausführung“ juristisch präziser wäre. Da sich jedoch auch im Kontext der EU-Netzkodizes und Kommissionsleitlinien der Begriff der „Umsetzung“ etabliert hat, findet diese Terminologie auch Eingang in diese Studie. Die Verwendung des Begriffs „Umsetzung“ ist dabei nicht-juristischer Natur.

Hierfür gibt der NC RfG eine Aufteilung in vier Anlagen-Typen vor, für die jeweils andere technische Anforderungen gelten:

Typ A entspricht Anlagen mit einem Netzanschlusspunkt unter 110 kV und einer Maximalkapazität von 0,8 kW⁸¹. Für Typ A-Anlagen trifft der NC RfG allerdings keine Vorgaben zu deren Blindleistungsvermögen bzw. -verhalten.

Für Anlagen des Typ B, C und D trifft der NC RfG nur gebundene Vorgaben bezüglich des Netzanschlusspunktes; bezüglich des Schwellenwerts der Maximalkapazität beschränkt er sich auf die Vorgabe von Grenzwerten, innerhalb dieser er die Festsetzung des konkreten Schwellenwerts der Maximalkapazität den relevanten Übertragungsnetzbetreibern überlässt. Die Vorgaben und Grenzwerte für Kontinentaleuropa für die Typisierung von Anlagen gestalten sich gemäß dem NC RfG wie folgt:

	Typ B	Typ C	Typ D (zwei Alternativen)	
Netzanschlusspunkt	unter 110 kV	unter 110 kV	unter 110 kV	mind. 110 kV
Grenzwert für den Schwellenwert der Maximalkapazität von Stromerzeugungsanlagen	1 MW	50 MW	75 MW	unabhängig von Maximalkapazität

Abbildung 2: Grenzwerte für die Schwellenwerte für Stromerzeugungsanlagen des Typs B, C und D (eigene Darstellung)

Typ B entspricht Stromerzeugungsanlagen⁸² mit einem Netzanschlusspunkt unter 110 kV und einer Maximalkapazität ab einem vom Übertragungsnetzbetreiber zu bestimmenden Schwellenwert, der für Kontinentaleuropa nicht über 1 MW liegt, Typ C entspricht Anlagen mit einem Netzanschlusspunkt unter 110 kV und einer Maximalkapazität ab einem vom Übertragungsnetzbetreiber zu bestimmenden Schwellenwert, der für Kontinentaleuropa nicht über 50 MW liegt und Typ D entspricht entweder Anlagen mit einem Netzanschlusspunkt mit mindestens 110 kV oder aber mit Netzanschlusspunkt unter 110 kV und einer Maximalkapazität ab einem vom Übertragungsnetzbetreiber zu bestimmenden Schwellenwert, der für Kontinentaleuropa nicht über 75 MW liegt.

⁸¹ Anlagen unter 0,8 kW sind von keinem Anlagen-Typ des NC RfG erfasst, weshalb diese nicht in den Anwendungsbereich des Netzkodex fallen und diesbezüglich keine europarechtlichen Anforderungen bestehen.

⁸² Gem. § 2 Nr. 5 NC RfG bezeichnet „Stromerzeugungsanlage“ eine synchrone Stromerzeugungsanlage oder eine nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage. Eine Vorschrift über Anlagengruppen ist im NC RfG nicht enthalten.

Die Regelungen bezüglich Blindleistung fallen je nach Anlagentyp unterschiedlich aus. Zudem differenziert der NC RfG grundsätzlich zwischen synchronen⁸³ und nichtsynchonen⁸⁴ Erzeugungsanlagen, hinsichtlich der Blindleistung ergeben sich hieraus jedoch keine unterschiedlichen Anforderungen. Für Typ A-Anlagen trifft der NC RfG keine Vorgaben zu deren Blindleistungsvermögen bzw. -verhalten. Für Typ B-Anlagen ermächtigt Art. 17 Abs. 2 lit. a) bzw. Art. 20 Abs. 2 lit. a) NC RfG die Netzbetreiber, Festlegungen hinsichtlich der Fähigkeit zur Abgabe von Blindleistung zu treffen. Von Typ C und Typ D-Anlagen kann der Netzbetreiber ebenso die Fähigkeit zur Abgabe von Blindleistung fordern, dabei kann der Blindleistungsstellbereich grundsätzlich eine beliebige Form aufweisen, darf sich aber nicht mehr als über den im Netzkodex festgelegten Bereich ausdehnen (Art. 18 Abs. 2 b, Art. 19 Abs. 1, Art. 21 Abs. 3 lit. b) und lit. c) sowie Art. 22 NC RfG)⁸⁵.

Insgesamt ermächtigt der NC RfG die Netzbetreiber somit grundsätzlich dazu, die Fähigkeit zur Erbringung von Blindleistung zu verlangen, wobei je nach Anlagentyp unterschiedliche Anforderungen vorgegeben werden. Es wird ersichtlich, dass der EU-Netzkodex selbst keine konkreten Vorgaben bezüglich der Bereitstellung von Blindleistung enthält, sondern nur Rahmenvorgaben festlegt, die von den Netzbetreibern bei der Erarbeitung der jeweiligen Netzanschlussbedingungen verbindlich zu berücksichtigen sind und nicht unterschritten werden dürfen⁸⁶. Die allgemein geltenden Anforderungen der Netzbetreiber, die aufgrund des NC RfG erlassen werden, bedürfen gem. Art. 7 Abs. 1 NC RfG der Genehmigung durch eine vom Mitgliedstaat beauftragte Stelle. Soweit der Mitgliedsstaat nichts anderes bestimmt, handelt es dabei um die Regulierungsbehörde (vergleiche Art. 7 Abs. 1 S. 2 NC RfG)⁸⁷.

bb) Nationale Umsetzung⁸⁸ der Vorgaben des NC RfG

Der NC RfG enthält gegenüber Netzbetreibern die Pflicht, die oben genannten technischen Vorgaben in ihren jeweiligen technischen Regelwerken zu berücksichtigen. Der deutsche Gesetzgeber hat auf die Regelungen des NC RfG mit einer Neufassung des § 19 Abs. 4 und 5 EnWG im Rahmen der Novelle des EEG 2017 reagiert⁸⁹. Gemäß der (noch) aktuellen⁹⁰ Fassung des § 19

⁸³ Gem. § 2 Nr. 5 NC RfG bezeichnet „synchrone Stromerzeugungsanlage“ untrennbar miteinander verbundene Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie, bei denen die Frequenz der erzeugten Spannung, die Drehzahl des Generators und die Frequenz der Netzspannung in einem festen Verhältnis zueinander stehen und somit synchron sind.

⁸⁴ Gem. § 2 Nr. 17 NC RfG bezeichnet „nichtsynchroner Stromerzeugungsanlage“ eine Einheit oder eine Reihe von Einheiten zur Erzeugung von Strom, die entweder nicht synchron oder mithilfe von Leistungselektronik an das Netz angeschlossen ist und zudem über einen einzelnen Netzanschlusspunkt mit einem Übertragungsnetz, einem Verteilernetz (einschließlich geschlossener Verteilernetze) oder einem HGÜ-System verfügt.

⁸⁵ *INA/OTH Regensburg*, Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit, S. 112.

⁸⁶ *Höhne*, in: Elspas/Grassmann/Rasbach, EnWG, § 19 Rn. 17.

⁸⁷ Aufgrund gesetzlicher Bestimmung ist in Deutschland der VDE|FNN „beauftragte Stelle“ i. S. d. Art. 7 Abs. 1 S. 2 NC RfG, vergleiche hierzu sogleich bb).

⁸⁸ Siehe zum Begriff „Umsetzung“ Fußnote 80.

⁸⁹ BT-Drs. 18/9096, S. 375 f.; *Leffler/Fischerauer*, EU-Netzkodizes und Kommissionsleitlinien, § 3 Rn. 26.

Abs. 4 S. 1 EnWG sind die Netzbetreiber verpflichtet, bei Erstellung der allgemeinen technischen Mindestanforderungen die Vorgaben des NC RfG zu berücksichtigen. Den entsprechenden Entwurf der allgemeinen technischen Mindestanforderungen haben die Netzbetreiber innerhalb des VDE zu konsultieren und abzustimmen (vergleiche § 19 Abs. 4 S. 2 EnWG)⁹¹. Zudem wird gesetzlich bestimmt, dass der VDE|FNN als „beauftragte Stelle“ im Sinne des Art. 7 Abs. 1 NC RfG für die Genehmigung der technischen Mindestanforderungen der Netzbetreiber zuständig ist. § 19 Abs. 4 S. 2 und S. 3 EnWG legt somit das Verfahren bei der Erstellung der Netzanschlussbedingungen fest⁹².

Unbeschadet dieser Verfahrensvorschrift gilt weiterhin das Rechtsgefüge der §§ 19, 49 EnWG, wonach die Netzbetreiber innerhalb der Grenzen des § 19 Abs. 1, Abs. 3 EnWG sowie nun zudem unter Berücksichtigung der verbindlichen europarechtlichen Vorgaben des NC RfG ihre Netzanschlussbedingungen erlassen können und müssen. Ein Verweis auf die aus Anlass der Vorgaben des NC RfG überarbeiteten TAR des VDE|FNN führt – wie auch nach bisheriger Rechtslage – zu der Vermutung, dass die allgemein anerkannten Regeln der Technik eingehalten wurden, vergleiche § 49 Abs. 2 EnWG. Jedoch sind auch wie bisher von den TAR abweichende, netzspezifische Netzanschlussbedingungen möglich, solange die Netzbetreiber bei Erlass die Grenzen des § 19 Abs. 1, Abs. 3 EnWG und die zwingenden europarechtlichen Vorgaben des NC RfG einhalten⁹³.

4. Blindleistungsbereitstellung durch Erzeugungsanlagen aufgrund Vertrags

Netzbetreiber können mit den Betreibern von Erzeugungsanlagen bilaterale Verträge über die Bereitstellung von Blindleistung schließen, durch die sich die Anlagenbetreiber verpflichten, über den in den Netzanschlussbedingungen vorgegebenen Leistungsfaktor hinausgehend zusätzliche Blindleistung zu erbringen⁹⁴. Als Gegenleistung dafür kann eine Vergütung für die Blindleistungseinspeisung vereinbart werden. In der Praxis treten solche vertraglichen Vergütungsvereinbarungen offenbar nur sehr vereinzelt auf⁹⁵. Zudem bestehen die bis dato geschlossenen bilateralen Verträge überwiegend mit Betreibern von konventionellen Kraftwerken, wohingegen Verträge mit EE-Anlagen kaum bestehen⁹⁶.

⁹⁰ Mit dem Gesetzesentwurf für das Energiesammelgesetz steht eine erneute Novelle des § 19 Abs. 4 EnWG an. Als Änderung des § 19 Abs. 4 EnWG wird vorgeschlagen, dass die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsunternehmen gemeinsam die allgemeinen technischen Mindestanforderungen erstellen und diese vom Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. verabschiedet werden, S. 42.

⁹¹ *Höhne*, in: Elspas/Grassmann/Rasbach, EnWG, § 19 Rn. 18.

⁹² So wohl auch *Höhne*, in: Elspas/Grassmann/Rasbach, EnWG, § 19 Rn. 17.

⁹³ So im Ergebnis auch BT-Drs. 18/9096, S. 376.

⁹⁴ *BNetzA*, Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb, Diskussionspapier, S. 17 ff und 21.

⁹⁵ *Dena*, Wirtschaftlich tragbare Erbringung von Blindleistung, Branchenmeinungsbild, S. 13. Eine andere Bewertung erfolgt hingegen durch die *BNetzA*, die feststellt, dass die entgeltliche Beschaffung von Blindleistung durch konventionelle Kraftwerke in den Übertragungsnetzen die Regel ist, in den Verteilnetzen jedoch eher die Ausnahme darstellt, vergleiche *BNetzA*, Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb, Diskussionspapier, S. 17.

⁹⁶ *BNetzA*, Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb, Diskussionspapier, S. 17.

5. Spannungsbedingter Redispatch

Während die Bereitstellung von Blindleistung durch Erzeugungsanlagen in der Regel ohne Anpassung der gleichzeitigen Wirkleistungseinspeisung erfolgt, geht im Rahmen des spannungsbedingten Redispatch gem. § 13a EnWG eine Anpassung der Wirkleistungseinspeisung gegebenenfalls auch mit einer gleichzeitigen Anpassung der Blindleistungsbereitstellung einher⁹⁷. Auf Aufforderung durch die Netzbetreiber werden marktbasierend stillstehende Kraftwerke mit einer Nennleistung ab derzeit noch 10 MW⁹⁸ zur Wirkleistungseinspeisung bzw. laufende Kraftwerke zur Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung verpflichtet⁹⁹. Um die erhöhten Kosten durch die Anpassung der Wirkleistungseinspeisung zu kompensieren, ist gesetzlich die Zahlung einer angemessenen Vergütung in § 13a Abs. 1 und 2 EnWG vorgesehen¹⁰⁰.

Von den Verbänden wird teilweise ebenso § 13a Abs. 1 EnWG als Begründung dafür herangezogen, dass Anlagen unter 10 MW keine Pflicht zur Bereitstellung von Blindleistung haben¹⁰¹. Dieser besagt, dass Anlagen zur Erzeugung und zur Speicherung elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 10 Megawatt verpflichtet sind, „auf Aufforderung durch die Betreiber von Übertragungsnetzen (...) die Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung oder den Wirkleistungsbezug anzupassen“. Es wird argumentiert, dass man aus dem Umkehrschluss zu § 13a Abs. 1 EnWG herleiten könne, dass Anlagen *unter* 10 MW nicht zur Blindleistungsanpassung – auch nicht außerhalb des spannungsbedingten Redispatch – verpflichtet werden können. Dieser Ansicht ist jedoch entgegenzuhalten, dass der Gesetzgeber mit Einführung des § 13a Abs. 1 EnWG¹⁰² Regelungen zum gesetzlichen Redispatch treffen wollte. Damit stattete er die Netzbetreiber im Fall eines strom- bzw. spannungsbedingten Redispatch mit der Befugnis aus, auf Anlagen mit einer Nennleistung ab 10 MW zurückgreifen zu können, soweit dies zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit notwendig ist, auch wenn diese vorher keine bilateralen Verträge über den marktlichen Redispatch abgeschlossen haben. Da Anlagen durch die zeitgleiche Anpassung der Wirkleistungseinspeisung beim spannungsbedingten Redispatch in der Regel höheren Kosten als bei einer alleinigen Blindleistungsanpassung ausgesetzt sind, gewährt der Gesetzgeber hierfür als Ausgleich in § 13a EnWG eine „angemessene Vergütung“¹⁰³. In der Gesetzeshistorie finden sich jedoch keine Anhaltspunkte, dass der Gesetzgeber darüber hinausgehend auch Regelungen bezüglich der Bereitstellung bzw. Vergütung von Blindleistung im Rahmen des aktiven Blindleistungsmanagement – also ohne gleichzeitige Anpassung der Wirkleis-

⁹⁷ *BNetzA*, Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb, Diskussionspapier, S. 19.

⁹⁸ Im aktuellen Gesetzentwurf der Bundesregierung für das Energiesammelgesetz wird als Änderung des § 13a Abs. 1 EnWG vorgeschlagen, die Schwelle für die verpflichtende Teilnahme am regulatorischen Redispatch von 10 MW auf 100 KW zu senken. S. 37.

⁹⁹ *BNetzA*, Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen (Zweites bis Drittes Quartal 2017), S. 52.

¹⁰⁰ *BNetzA*, Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb, Diskussionspapier, S. 19. Nach dem Gesetzesentwurf für das Energiesammelgesetz künftig allein in § 13a Abs. 2 EnWG vorgesehen.

¹⁰¹ *BWE - AK Netze*, Juristische Ausführungen zur Vergütung von Blindleistung, S. 1.

¹⁰² Regelungen zum gesetzlichen Redispatch wurden erstmalig durch das EnWG 2012 in § 13 Abs. 1 lit. a) EnWG 2012 eingeführt, vergleiche BT-Drs. 17/6072. Die damalige Grenze lag noch bei 50 MW.

¹⁰³ *BNetzA*, Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb, Diskussionspapier, S. 19.

tungseinspeisung – treffen wollte. Aus § 13a Abs. 1 EnWG kann somit nicht geschlussfolgert werden, dass Anlagen unter 10 MW grundsätzlich nie eine Pflicht zur Bereitstellung von Blindleistung trifft.

6. Zwischenergebnis

Um im Rahmen der Systemverantwortung gem. §§ 13, 14 EnWG eine stabile Spannungshaltung gewährleisten zu können, stehen den Netzbetreibern diverse Mittel zur Verfügung. So können sie Blindleistung von den vor- und nachgelagerten Netzebenen beziehen oder eigene Netzbetriebsmittel nutzen. Zudem können sie auf Erzeugungsanlagen zurückgreifen, wenn diese aufgrund der Netzanschlussbedingungen bzw. aufgrund bilateraler Verträge zur Blindleistungseinspeisung verpflichtet sind. Sofern Erzeugungsanlagen auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber Blindleistung unter gleichzeitiger Anpassung der Wirkleistungseinspeisung bereitstellen, bezeichnet man dies als spannungsbedingten Redispatch (§ 13a EnWG)¹⁰⁴.

II. Abrufreihenfolge

Wie soeben dargestellt, stehen dem Netzbetreiber verschiedene Mittel zur Spannungshaltung zur Verfügung. Im Folgenden wird untersucht, ob ein Rangverhältnis zwischen diesen Mitteln besteht und falls ja, in welcher Reihenfolge diese abgerufen werden dürfen.

1. Einordnung der genannten Maßnahmen in den Maßnahmenkatalog zur Gewährleistung der Systemsicherheit

Die genannten Maßnahmen der Netzbetreiber zur Spannungshaltung dienen der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems und können somit in das Regelungsregime der Systemverantwortung gem. §§ 13, 14 EnWG eingeordnet werden¹⁰⁵. Die Maßnahmen zur Sicherung der Netzstabilität lassen sich in netzbezogene (§ 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG) und marktbezogene Maßnahmen (§ 13 Abs. 1 Nr. 2, Nr. 3 EnWG) sowie in Notfallmaßnahmen (§ 13 Abs. 2 EnWG) einteilen¹⁰⁶.

a) Netzbezogene Maßnahmen gem. § 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG

¹⁰⁴ *Tüngler*, in: Kment, EnWG, § 13 Rn. 24.

¹⁰⁵ Grundlegend zur Systemverantwortung *Hilpert*, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber im Strommarkt 2.0.

¹⁰⁶ Der Gesetzesentwurf für das Energiesammelgesetz sieht zwar grundlegende Umgestaltungen der §§ 13, 13a EnWG vor, jedoch bleibt die Maßnahmenreihenfolge – soweit ersichtlich – erhalten. Die Umgestaltung hat primär den Hintergrund, das Einspeisemanagement von EE- und KWK-Anlagen in das Redispatch-System zu integrieren.

Netzbezogene Maßnahmen betreffen den technischen Netzbetrieb und sind – im Gegensatz zu den marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG – ausschließlich auf das Netz bezogen¹⁰⁷. Netznutzer sind an den stabilisierenden Maßnahmen nicht beteiligt, daher kommt ihnen keine Außenwirkung zu, jedoch ist eine Kooperation mit anderen Netzbetreibern denkbar¹⁰⁸. So stellt der Austausch von Blindleistung mit Netzbetreibern der vor- und nachgelagerten Netzebene eine netzbezogene Maßnahmen gem. § 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG dar, da in Kooperation mit anderen Netzbetreibern auf den Netzbetrieb bezogene Maßnahmen ergriffen werden, welche nicht die Beteiligung von Netznutzern erfordern. Zu den netzbezogenen Maßnahmen zählt auch die Nutzung von netzbetriebsinternen Anlagen der Netzbetreiber i. S. v. § 12 Abs. 3 S. 2 EnWG¹⁰⁹. Demnach sollen Übertragungsnetzbetreiber „im Rahmen des technisch Möglichen auch geeignete technische Anlagen zur Bereitstellung von Blindleistung nutzen, die keine Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie sind“. Steht dem Netzbetreiber also erzeugungsunabhängige Netztechnik wie z. B. Kondensatoranlagen, Phasenschiebergeneratoren oder flexible Drehstromübertragungssysteme (sog. „FACTS¹¹⁰“) zur Verfügung, so soll er diese zur Blindleistungseinspeisung nutzen¹¹¹.

b) Marktbezogene Maßnahmen gem. § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG

Im Gegensatz zu den netzbezogenen Maßnahmen greifen die marktbezogenen Maßnahmen – und erst recht die Notmaßnahmen – in die Sphäre der Netznutzer ein. Dieser Eingriff erfolgt (mit Ausnahme von § 13a EnWG) auf vertraglicher Basis, d. h. Erzeuger bzw. Verbraucher bieten dem Netzbetreiber (mit Ausnahme von § 13a EnWG) freiwillig Leistungen zur Einhaltung der Systemstabilität an und erhalten hierfür in der Regel eine Vergütung¹¹².

Die Erbringung von Blindleistung durch Erzeugungsanlagen aufgrund von Netzanschlussbedingungen kann wohl trotz fehlender Vergütung ebenso als marktbezogene Maßnahme qualifiziert werden, da wie oben dargestellt, die Netzanschlussbedingungen eine vertragliche Beziehung zwischen Anlagen- und Netzbetreiber darstellen¹¹³. Die vertragliche Bereitstellung von Blindleistung in einem über die Netzanschlussbedingungen hinausgehenden Leistungsfaktor erfolgt in den meisten Fällen gegen Vergütung und ist somit ebenfalls als marktbezogene Maßnahme zu qualifizieren. Maßnahmen im Rahmen des spannungsbedingten Redispatch sind kraft Geset-

¹⁰⁷ Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 13 Rn. 25.

¹⁰⁸ König, in: Säcker, Energierecht, Band 1 Halbband 1, § 13 Rn. 15; Hartmann/Weise, in: Theobald/Danner, EnWG, § 13 Rn. 16; Salje, EnWG, § 13 Rn. 15; Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 13 Rn. 28; restriktiver scheinbar Schumacher, ZUR 2009, 522 (526), welche netzbezogene Maßnahmen aufgrund der Kategorisierung als Maßnahme innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreiber unter Ausschluss der Mitwirkung Dritter eine Zusammenarbeit mit anderen Netzbetreibern auszuschließen scheint.

¹⁰⁹ Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 13 Rn. 24.

¹¹⁰ Die Abkürzung steht für Flexible AC Transmission System, auf Deutsch: Flexibles Drehstromübertragungssystem.

¹¹¹ Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG § 13, Rn. 24; Meister, Systemdienstleistungen und Erneuerbare Energien, S. 264 f.

¹¹² König, in: Säcker, Energierecht, Band 1 Halbband 1, § 13 Rn. 21; Hilpert, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber im Strommarkt 2.0, S. 105; Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 13 Rn. 28 f.

¹¹³ Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 13 Rn. 29.

zes marktbezogene Maßnahmen (vergleiche Wortlaut § 13a Abs. 1 S. 1 EnWG „(...) zur Durchführung von Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nummer 2 (...)“¹¹⁴. Obwohl dem spannungsbedingten Redispatch keine vertragliche Beziehung, sondern ein gesetzliches Schuldverhältnis zugrunde liegt, und dieser somit streng genommen nicht als marktbezogene Maßnahme zu qualifizieren wäre, spricht die Vergütungspflicht für eine solche Einordnung. Zudem entspricht dies ausdrücklich dem Willen des Gesetzgebers, da dieser ausdrücklich auf § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG verweist¹¹⁵.

c) Notfallmaßnahmen (§ 13 Abs. 2 EnWG)

Lässt sich eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems durch Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG, also mit netz- und marktbezogenen Maßnahmen, nicht oder nicht rechtzeitig beseitigen, so sind die Betreiber der Übertragungsnetze gem. § 13 Abs. 2 EnWG berechtigt und verpflichtet, sämtliche Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen in ihren Regelzonen den Erfordernissen eines sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungsnetzes anzupassen oder diese Anpassung zu verlangen¹¹⁶. Die Notfallmaßnahmen können somit in die Sphäre von Stromerzeugern („Stromeinspeisung“), von Lasten/Verbrauchern („Stromabnahme“) als auch von Netzkunden, die das Netz nur für den Transit verwenden, eingreifen¹¹⁷. Notfallmaßnahmen bedürfen keines Vertrages, vielmehr ist die Anpassung zwangsweise, also auch gegen den Willen des Anlagenbetreibers kraft Gesetzes möglich¹¹⁸.

Fraglich ist, ob eine Aufforderung durch die Übertragungsnetzbetreiber zur Veränderung der Blindleistungseinspeisung auch als Notfallmaßnahme im Sinne des § 13 Abs. 2 EnWG qualifiziert werden kann oder nur Anpassungen der Wirkleistungseinspeisung hiervon erfasst werden. Dies hängt davon ab, ob die Blindleistungseinspeisung unter den Begriff der „Stromeinspeisung“ fällt. Vorwegnehmend lässt sich feststellen, dass der Begriff „Strom“ im Kontext des § 13 Abs. 2 EnWG als „Wirk- und Blindleistungseinspeisung“ zu verstehen ist. Dies ergibt sich zum einen aus dem Kontext des einführenden Wortlauts des § 13 Abs. 2 EnWG, welcher unterschiedslos *alle* Maßnahmen zur Netzstabilität umfasst, also auch solche zur Spannungshaltung. Zum anderen

¹¹⁴ Zukünftig soll die Zuordnung als marktbezogene Maßnahme explizit in § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG aufgeführt werden, vergleiche den Gesetzesentwurf zum Energiesammelgesetz, S. 36.

¹¹⁵ BT-Drs. 17/6072, S. 71.

¹¹⁶ Durch die geplanten Änderungen durch das Energiesammelgesetz wird sich der Anwendungsbereich des § 13 Abs. 2 EnWG künftig verringern. In dem Entwurf der Gesetzesbegründung heißt es auf S. 134: „§ 13 Abs. 2 EnWG fungiert – wie bisher – als Auffangoption, wenn die Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG nicht ausreichen. Allerdings verbleibt durch die Änderungen in § 13a Absatz 1 für Maßnahmen nach § 13 Absatz 2 ein kleinerer Anwendungsbereich, da sich die Anpassung der Wirkleistungs- oder Blindleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs durch die meisten Erzeugungsanlagen oder Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie nach § 13 Absatz 1 i. V. m. § 13a richtet, unabhängig davon, ob es sich um geplante oder kurzfristige Maßnahmen handelt. § 13 Absatz 2 betrifft daher in erster Linie kleine Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie sowie Verbrauchsanlagen.“

¹¹⁷ *Tüngler*, in: Kment, EnWG, § 13 Rn. 47.

¹¹⁸ *Tschida*, Die Systemverantwortung der Netzbetreiber, S. 119.

folgt dies aus der Systematik mit den anderen Maßnahmen zur Netzstabilitätswahrung. Gemäß dem einleitenden Wortlaut des § 13 Abs. 2 EnWG kommen Notfallmaßnahmen dann in Betracht, wenn netz- und marktbezogene Maßnahmen zur Beseitigung der Gefährdung nicht ausreichend bzw. erfolgversprechend sind. Da der spannungsbedingte Redispatch (§ 13a EnWG), welcher eine marktbezogene Maßnahme darstellt, zur Anpassung der Wirk- und Blindleistung berechtigt, muss auch die Notfallmaßnahme die Übertragungsnetzbetreiber mit entsprechenden Befugnissen ausstatten, da diese gerade dann eingreifen, wenn die marktbezogenen Maßnahmen nicht ausreichend sind. Der Gesetzgeber stellt den Übertragungsnetzbetreibern somit eine zusätzliche Eingriffsbefugnis zur Erhaltung der Systemstabilität zur Verfügung und berechtigt bzw. verpflichtet sie dadurch auch zu Maßnahmen zur Spannungshaltung, welche auch die Blindleistungseinspeisung umfasst. Somit ist eine entschädigungslose Anpassung der Blindleistungseinspeisung durch Erzeugungsanlagen (und durch Verbraucher) unter den engen Voraussetzungen des § 13 Abs. 2 EnWG als Notfallmaßnahme zulässig.

2. Rangfolge

Wie aufgezeigt, stehen den Netzbetreibern diverse Mittel zur Spannungshaltung im Rahmen des § 13 EnWG zur Verfügung. Im Folgenden wird untersucht, inwieweit eine Rangfolge zwischen diesen Maßnahmen besteht, ob also gewisse Eingriffe verpflichtend vorrangig vor anderen zu ergreifen sind.

a) Stufenverhältnis § 13 EnWG

Obwohl der Wortlaut des § 13 Abs. 1 EnWG keine Rangfolge der einzelnen Maßnahmen erkennen lässt, gibt der Gesetzgeber in § 13 Abs. 1 EnWG ein Stufenverhältnis der Eingriffsmaßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber vor¹¹⁹. Dieses gilt gem. § 14 Abs. 1 EnWG entsprechend für Maßnahmen der Verteilnetzbetreiber¹²⁰. Das Rangverhältnis ergibt sich maßgeblich aus dem Grundsatz der Verhältnismäßigkeit, wodurch unter mehreren gleich geeigneten Maßnahmen diejenige zu wählen ist, welche die Rechte Dritter am geringsten beeinträchtigt¹²¹. Da netzbezogene Maßnahmen keine Abstimmung mit den Netznutzern erfordern und somit keine Eingriffswirkung entfalten, sind diese vorrangig vor marktbezogenen Maßnahmen durch die Übertragungsnetzbetreiber zu ergreifen¹²². Die marktbezogenen Maßnahmen, zu denen auch der spannungsbedingte Redispatch gem. § 13a EnWG gehört, sind somit nachrangig gegenüber den netzbezogenen Maßnahmen¹²³. Notfallmaßnahmen (§ 13 Abs. 2 EnWG) wiederum sind gegen-

¹¹⁹ BT-Drs. 18/7317, S. 85. Vergleiche hierzu ausführlich *König*, Engpassmanagement in der deutschen und europäischen Elektrizitätsversorgung, S. 491 ff.

¹²⁰ *Tüngler*, in: Kment, EnWG, § 14 Rn. 3.

¹²¹ *Riese/Killius*, in: Elspas/Grassmann/Rasbach, EnWG, § 13 Rn. 12.

¹²² *Pritzsche/Vacha*, Energierecht, § 4 Rn. 252 f.; *Hilpert*, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber im Strommarkt 2.0, S. 103.

¹²³ *König*, in: Säcker, Energierecht, Band 1 Halbband 1, § 13 Rn. 14.

über den netz- und marktbezogenen Maßnahmen (§ 13 Abs. 1 EnWG) subsidiär zu ergreifen, wie sich bereits aus dem Wortlaut ergibt („Lässt sich eine Gefährdung (...) durch Maßnahmen nach Absatz 1 nicht oder nicht rechtzeitig beseitigen (...)\"). Da bei Notfallmaßnahmen im Gegensatz zum gesetzlichen Redispatch gem. § 13a Abs. 1 EnWG keine Vergütungspflicht besteht, stellen diese den schwerwiegendsten Eingriff dar und sind somit gemäß dem Grundsatz der Verhältnismäßigkeit als letztes Mittel etwa zur Verhinderung eines drohenden Netzzusammenbruchs anzuwenden¹²⁴.

In Bezug auf die Mittel zur Spannungshaltung sind also auf der ersten Stufe die beiden netzbezogenen Maßnahmen (Austausch von Blindleistung zwischen den vor- und nachgelagerten Netzebenen sowie die Beschaffung von Blindleistung durch die eigenen Netzbetriebsmittel der Netzbetreiber) heranzuziehen, bevor auf der zweiten Stufe die marktbezogenen Maßnahmen (Bereitstellung durch Erzeugungsanlagen aufgrund der Netzanschlussbedingungen, aufgrund Vertrags und aufgrund spannungsbedingten Redispatch) und auf dritter Stufe die Bereitstellung von Blindleistung im Rahmen der Notfallmaßnahmen zum Einsatz kommt.

b) Verhältnis der netzbezogenen Maßnahmen untereinander

Auch im Verhältnis der netzbezogenen Maßnahmen untereinander gilt der Grundsatz der Verhältnismäßigkeit, wonach jeweils die am wenigsten belastenden Maßnahmen zu ergreifen sind¹²⁵. So besteht zwischen den beiden netzbezogenen Maßnahmen, d. h. dem Austausch von Blindleistung zwischen den vor- und nachgelagerten Netzebenen einerseits sowie der Beschaffung von Blindleistung durch die eigenen Netzbetriebsmittel der Netzbetreiber andererseits, grundsätzlich ebenfalls ein (gesetzlich vorgegebenes) Rangverhältnis. Tatsächlich fällt es jedoch insoweit schwer, eine eindeutige Reihenfolge zu ermitteln, da die Anwendung des Grundsatzes der Verhältnismäßigkeit, welcher im Rahmen der §§ 13, 14 EnWG auch zwischen Privaten gilt, hier nicht zu klaren Vorgaben führt¹²⁶.

Für den vorrangigen Einsatz von Netzbetriebsmitteln spricht, dass die Übertragungsnetzbetreiber hierbei Maßnahmen in seiner eigenen Regelzone treffen und somit – im Gegensatz zum Austausch von Blindleistung mit den vor- und nachgelagerten Netzebenen – mangels Kooperation mit anderen Netzbetreibern keinerlei Eingriffe in deren Sphäre vornehmen müssen. Im Gegensatz zum aktiven Austausch mit anderen Netzbetreibern stellt dies somit aus Perspektive der Netzbetreiber den geringeren Eingriff in deren Rechte dar. Andererseits spricht für einen vorrangigen Austausch von Blindleistung zwischen den vor- und nachgelagerten Netzebenen, dass hierbei die bereits im Stromnetz befindliche Blindleistung ihrem örtlichen Bedarf entsprechend eingesetzt wird, bevor auf der nächsten Stufe durch die Netzbetriebsmittel eine zusätzliche Einspeisung von Blindleistung stattfindet. Es kommt also zu einem Ausgleich der Span-

¹²⁴ BT-Drs. 15/3917, S. 57.

¹²⁵ *Pritzsche/Vacha*, Energierecht, § 4 Rn. 252; *Riese/Killius*, in: Elspas/Grassmann/Rasbach, EnWG, § 13 Rn. 12; *Salje*, EnWG, § 13 Rn. 22.

¹²⁶ *Tschida*, Die Systemverantwortung der Netzbetreiber, S. 156 ff.

nungsschwankung zunächst allein durch eine bedarfsgerechte Verteilung der im Stromnetz bereits befindlichen Blindleistung, ohne dass eine aktive Blindleistungseinspeisung erforderlich ist. Der Austausch bereits eingespeister Blindleistung könnte somit im Einzelfall gegebenenfalls milder wirken als die zusätzliche Einspeisung durch Netzbetriebsmittel. Eine pauschale Aussage, welche der beiden Maßnahmen milder wirkt, lässt sich nicht eindeutig treffen und ist letztendlich nach Maßgabe des Grundsatzes der Verhältnismäßigkeit zu bestimmen.

c) Verhältnis der marktbezogenen Maßnahmen untereinander

Dieselbe Problematik des Binnenstufenverhältnisses ergibt sich ebenfalls bei den verschiedenen marktbezogenen Maßnahmen zur Spannungshaltung (Bereitstellung durch Erzeugungsanlagen aufgrund der Netzanschlussbedingungen, aufgrund Vertrags und aufgrund des spannungsbedingten Redispatch). Der Grundsatz der Verhältnismäßigkeit gilt ebenso bezüglich der Abrufreihenfolge innerhalb der marktbezogenen Maßnahmen, explizite Kriterien zum Stufenverhältnis innerhalb der Gruppe bestehen allerdings nicht. Im Rahmen der Verhältnismäßigkeit muss die Maßnahme zunächst geeignet sein, um die Störung oder Gefährdung der Zuverlässigkeit des Netzbetriebs zu beseitigen (Geeignetheit)¹²⁷.

Zudem muss die gewählte Maßnahme erforderlich sein, d. h. es dürfen keine mildereren, gleich geeigneten Mittel zur Verfügung stehen (Erforderlichkeit)¹²⁸. Wie schon bei den netzbezogenen Maßnahmen fällt auch bei den marktbezogenen Maßnahmen eine (pauschale) Bewertung des mildesten bzw. des schwerwiegendsten Eingriffes schwer. Angesichts der Eingriffsintensität könnte der spannungsbedingte Redispatch erst nach den beiden anderen marktbezogenen Maßnahmen zum Einsatz kommen, da hier die Vorbereitungsmaßnahmen, um die Erzeugungsanlagen in einen betriebsbereiten Zustand zu versetzen, längere Zeit und erhebliche Aufwendungen in Anspruch nehmen können¹²⁹. Aufgrund der an den Anlagenbetreiber zu zahlenden Vergütung stellen andererseits die Bereitstellung von Blindleistung aufgrund Vertrags sowie im Rahmen des spannungsbedingten Redispatch mildere Eingriffe gegenüber der unvergüteten Bereitstellung aufgrund der Netzanschlussbedingungen dar und wären anhand des Kriteriums der Eingriffsintensität vorrangig.

Letztlich muss die Maßnahme im Rahmen einer Interessensabwägung angemessen sein (Angemessenheit). Als Maßstäbe für die Bewertung der Angemessenheit können unter anderem die Kosten für die Anlagenbetreiber, die Kosten für die Netznutzer, die volkswirtschaftlichen Kosten, der Grundsatz der Diskriminierungsfreiheit, die Effektivität der Gefahrenabwehr sowie die

¹²⁷ Tschida, Die Systemverantwortung der Netzbetreiber, S. 162.

¹²⁸ Tschida, Die Systemverantwortung der Netzbetreiber, S. 162.

¹²⁹ BT-Drs. 17/6072, S. 71. Im Ergebnis so auch *INA/OTH Regensburg*, Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit, S. 24.

Zweckbestimmungen des EnWG gem. § 1 Abs. 1 EnWG¹³⁰ herangezogen werden. Mit Blick auf eine gesamtwirtschaftliche Kosteneffizienz (§ 1 Abs. 1 EnWG: „Preisgünstigkeit“) müsste der Netzbetreiber zunächst seine eigenen sowie unvergütete Blindleistungsquellen ansteuern, bevor er auf Dritte zurückgreift, hinsichtlich derer eine vertragliche bzw. gesetzliche Vergütungspflicht besteht¹³¹.

d) Verhältnis bei Abruf von EE-Anlagen und konventionellen Kraftwerken

Die Frage des Rangverhältnisses stellt sich in einem anderen Kontext ebenfalls, nämlich dann, wenn für den Abruf Erzeugungsanlagen für Strom aus erneuerbaren Energien und konventionelle Erzeugungsanlagen gleich geeignet wären. Hierbei könnte sich eine Abrufreihenfolge im Hinblick auf die Beziehung von EE-Anlagen zu konventionellen Kraftwerken aus dem Einspeisevorrang von EE-Anlagen ergeben. Gemäß dem Einspeisevorrang von EE-Anlagen nach § 11 Abs. 1 EEG 2017 dürfen EE- und Grubengasanlagen nicht abgeregelt werden, solange fossile Kraftwerke weiterhin einspeisen – abgesehen vom netztechnischen Minimum¹³². Dasselbe gilt gem. § 3 Abs. 1 KWKG ebenso für hocheffiziente KWK-Anlagen¹³³. Da der Einspeisevorrang die Wirkleistungseinspeisung betrifft, ist dies vor allem in den Konstellationen relevant, in denen die Blindleistungseinspeisung mit einer Anpassung der Wirkleistungseinspeisung einhergeht wie beim spannungsbedingten Redispatch. Auch im Rahmen von Notfallmaßnahmen kann es gegebenenfalls zu einer zeitgleichen Anpassung der Wirkleistung kommen.

Sofern EE-Anlagen zur Reduzierung der Wirkleistung aufgefordert werden, hat dies eine „abregelnde Wirkung“ zur Folge, weshalb der Anwendungsbereich des Einspeisevorrangs betroffen ist¹³⁴. Da bei § 13a EnWG also die Blindleistungseinspeisung mit einer Reduzierung der Wirkleistung einhergeht, finden die Regelungen zum Einspeisevorrang von EE-Anlagen gem. § 13 Abs. 3 EnWG i. V. m. § 11 Abs. 1 EEG 2017 Anwendung¹³⁵. Folglich ist bei den netz- und marktbezogenen Maßnahmen sowie bei den Notfallmaßnahmen der Einspeisevorrang des § 11 Abs. 1 EEG 2017 einzuhalten¹³⁶. In der Konsequenz ergibt sich daraus, dass EE-Anlagen grundsätzlich nur

¹³⁰ Der Zweck des EnWG ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht, § 1 Abs. 1 EnWG.

¹³¹ *BNetzA*, Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb, Diskussionspapier, S. 33. Ähnlich auch *INA/OTH Regensburg*, Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit, S. 93.

¹³² *Wustlich/Hoppenbrock*, in: *Altrock/Oschmann/Theobald*, EEG 2012, § 11 Rn. 37, die Kommentierung ist auf § 14 EEG 2017 übertragbar.

¹³³ Durch den Entwurf zum Energiesammelgesetz ergeben sich keine Veränderungen hinsichtlich dieser Regelungen zum Einspeisevorrang von EE- und KWK-Anlagen.

¹³⁴ Vergleiche zu § 8 EEG 2012 *Altrock*, in: *Altrock/Oschmann/Theobald*, EEG 2012, § 8 Rn. 9 ff, der sich allerdings nicht auf Blindleistungseinspeisung bezieht. Die Kommentierung kann mangels inhaltlicher Änderungen auf § 11 EEG 2017 übertragen werden.

¹³⁵ Die Regelung des Einspeisevorrangs findet auch bei nicht-engpassbezogenen Situationen Anwendung, jedoch erfolgt nur bei engpassbezogenen Abregelungen eine Entschädigung gem. §§ 14, 15 EEG 2017, vergleiche Wortlaut § 15 Abs. 1 EEG 2015 „wegen eines Netzengpasses im Sinne von § 14 Absatz 1“).

¹³⁶ *Riese/Killius*, in: *Elspar/Grassmann/Rasbach*, EnWG, § 13 Rn. 43.

dann zur Blindleistungserbringung herangezogen werden dürfen, wenn keine (gleich geeigneten) fossilen Kraftwerke zur Verfügung stehen, da ansonsten ein Abruf den Einspeisevorrang von EE-Anlagen gem. § 11 EEG 2017 unterlaufen würde¹³⁷.

3. Zwischenergebnis

Die vorherigen Ausführungen zeigen, dass sich die Mittel der Netzbetreiber in die Steuerungsmaßnahmen der Netzbetreiber zur Netzstabilität gem. § 13 EnWG einordnen lassen und damit eine grundsätzliche Rangfolge der einzelnen Maßnahmen gesetzlich vorgegeben ist. Hinsichtlich der genauen Reihenfolge zwischen mehreren Maßnahmen auf derselben Stufe sind die Netzbetreiber verpflichtet, den Grundsatz der Verhältnismäßigkeit im Rahmen der Bereitstellung von Blindleistung einzuhalten. Wie aufgezeigt, können hier je nach Gewichtung der einzelnen Kriterien unterschiedliche Ergebnisse zur Abrufreihenfolge eintreten. In ihrem Diskussionspapier zur Bereitstellung von Blindleistung hat die BNetzA Tendenzen hinsichtlich einer präferierten Einsatzrangfolge geäußert: „Bevor Netzbetreiber Blindleistung vertraglich beschaffen, sollten grundsätzlich die Möglichkeiten einer Blindleistungsbereitstellung mit eigenen Betriebsmitteln, der Blindleistungsbereitstellung durch Erzeugungsanlagen auf Basis der TAB und der Austausch von Blindleistung mit vor- und nachgelagerten Netzebenen erschöpft werden“¹³⁸. Die vergüteten Quellen sollen somit erst nach erfolgloser Inanspruchnahme der unvergüteten Quellen in Anspruch genommen werden. Möglicherweise könnte das Energiesammelgesetz eine Richtschnur für die Abrufreihenfolge bieten, da im Gesetzesentwurf des Energiesammelgesetzes vorgeschlagen wird, dass bei strom- und spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs von mehreren geeigneten Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 und 3 EnWG die Maßnahmen auszuwählen sind, die voraussichtlich insgesamt die geringsten Kosten verursachen. Durch die umfassende Inbezugnahme von Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 und 3 EnWG und durch den Verweis auf die spannungsbezogenen Anpassungen der Wirkleistung bezieht sich dem Wortlaut nach diese Änderung nicht nur auf Maßnahmen des strombedingten Redispatch, sondern auf alle marktbezogenen Maßnahmen, da anderenfalls der Verweis auf Nr. 3 ins Leere laufen würde. Die Gesetzesbegründung enthält jedoch nur scheinbar abschließende Erläuterungen für den strombedingten Redispatch. Problematisch erscheint zudem eine Anwendbarkeit der neuen Regelung auf die Blindleistungseinspeisung, da sich der Entwurf offenbar ausschließlich auf die Wirkleistungsanpassung bezieht. Dennoch könnte erwogen werden, ihn analog für die Blindleistungseinspeisung heranzuziehen. Demnach müssten möglicherweise auch im Rahmen der Blindleistungseinspeisung die Maßnahmen mit den geringsten Gesamtkosten vorrangig ergriffen werden. Unklar ist hierbei jedoch (noch), ob es sich um die geringsten Kosten um Kosten für die Netznutzer, die Anlagenbetreiber oder die Netzbetreiber handelt.

¹³⁷ Ähnlich, allerdings nicht ohne Bezüge zur Blindleistungsbereitstellung *König*, in: Säcker, Energierecht, Band 1, Halbband 1, § 13 Rn. 112.

¹³⁸ BNetzA, Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb, Diskussionspapier, S. 33.

III. Ergebnis Bereitstellung von Blindleistung

Den Übertragungsnetzbetreibern und Verteilnetzbetreibern stehen verschiedene Mittel zur Beschaffung von Blindleistung zur Verfügung. Diese lassen sich in die Systematik der Eingriffsmaßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber zur Netzstabilität gem. § 13 EnWG einordnen, welcher gem. § 14 EnWG ebenso für Maßnahmen der Verteilnetzbetreiber gilt: Der Austausch von Blindleistung zwischen den vor- und nachgelagerten Netzebenen sowie die Beschaffung von Blindleistung durch die eigenen Netzbetriebsmittel der Netzbetreiber sind als netzbezogene Maßnahmen (§ 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG) zu qualifizieren. Als marktbezogene Maßnahmen (§ 13 Abs. 1 Nr. 2, Nr. 3, § 13a EnWG) setzen die Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber Blindleistung ein, die von Erzeugungsanlagen aufgrund der Netzanschlussbedingungen, aufgrund Vertrags und aufgrund des spannungsbedingten Redispatch bereitgestellt werden. Ebenso kann der Einsatz von Blindleistung im Rahmen von Notfallmaßnahmen (§ 13 Abs. 2 EnWG) erfolgen. An diese Maßnahmenstufen müssen sich die Netzbetreiber halten und dürfen somit Maßnahmen der subsidiären Stufe nur ergreifen, wenn Maßnahmen der vorrangigen Stufe nicht mehr in Betracht kommen¹³⁹.

Im Rahmen des Stufenverhältnisses des § 13 EnWG sind die netzbezogenen vor den marktbezogenen Maßnahmen zu ergreifen und erst subsidiär hierzu die Notfallmaßnahmen. Der Grundsatz der Verhältnismäßigkeit dient der weiteren Aufschlüsselung der Abrufreihenfolge bei Maßnahmen innerhalb der gleichen Gruppe.

E. Vergütung von Blindleistung

Speisen Erzeugungsanlagen Blindleistung ein, so erfolgt hierfür in der derzeitigen Praxis teilweise eine Vergütung, teilweise nicht¹⁴⁰. Aufgrund dieses empirischen Befunds soll im Folgenden untersucht werden, ob der Rechtsrahmen Vergütungsregelungen enthält, auf dessen Grundlage Anlagenbetreiber Ansprüche auf Vergütung geltend machen können.

I. Kein Anspruch auf Vergütung aufgrund der TAB bzw. TAR

Aus den TAB bzw. TAR lässt sich kein Anspruch auf Vergütung der Anlagenbetreiber für die Bereitstellung von Blindleistung herleiten. Diese betreffen ausschließlich die technischen Anforderungen zur Blindleistungsbeschaffung, enthalten jedoch keine Aussagen darüber, ob bzw. wie

¹³⁹ König, Engpassmanagement in der deutschen und europäischen Elektrizitätsversorgung, S. 513.

¹⁴⁰ Dena, Wirtschaftlich tragbare Erbringung von Blindleistung, Branchenmeinungsbild, S. 13.

eine diesbezügliche Vergütung durchzuführen ist¹⁴¹. Lediglich der (noch geltende) Transmission Code 2007 erwähnt in Ziffer 5.1.3 eine Vergütungsmöglichkeit im Rahmen der Erbringung von Systemdienstleistungen. Jedoch enthält er selbst keine Vergütungsregelung, sondern beschränkt sich auf einen Verweis auf gegebenenfalls geschlossene vertragliche Vereinbarungen.

Von den TAB und TAR abweichend könnten die Netzbetreiber theoretisch eine Vergütung in ihren jeweiligen Netzanschlussbedingungen gewähren, ein derartiger Fall ist nach den hier ausgewerteten Materialien jedoch bisher nicht bekannt.

II. Gegebenenfalls vertraglicher Vergütungsanspruch bei überobligatorischer Blindleistungserbringung

Netzbetreiber können mit dem Betreiber der Erzeugungsanlage einen bilateralen Vertrag über die Bereitstellung von Blindleistung schließen, durch den sich die Anlagenbetreiber verpflichten, über den in den Netzanschlussbedingungen vorgegebenen Leistungsfaktor hinausgehend zusätzliche Blindleistung zu erbringen. Als Gegenleistung dafür kann eine Vergütung für die Blindleistungseinspeisung vereinbart werden. In der Praxis treten solche vertraglichen Vergütungsvereinbarungen nur sehr vereinzelt auf¹⁴². Die bis dato geschlossenen bilateralen Verträge bestehen überwiegend mit Betreibern von konventionellen Kraftwerken, während kaum Verträge mit EE-Anlagen bestehen – was insbesondere aus der Erneuerbaren-Branchen kritisiert wird¹⁴³. Zudem wird eine mangelnde Transparenz der vertraglichen Vereinbarungen unter anderem von der BNetzA beanstandet. Es sei „schwer nachzuvollziehen“, „mit welchen Anlagen die Netzbetreiber Verträge über die Bereitstellung von Blindleistung haben, in welcher Höhe Vergütungen gezahlt werden und welche Leistungen dafür von den konventionellen Kraftwerken verlangt werden“. Oftmals werde im Rahmen der geschlossenen Verträge die Vergütung für eine Vielzahl von erbrachten Systemdienstleistungen gemeinsam gezahlt, weshalb eine Zuordnung zur tatsächlich bereitgestellten Blindarbeit schwierig sei¹⁴⁴. Durch mehr Transparenz bezüglich der bilateral vereinbarten Vergütungspflichten könnten Ungleichbehandlungen und Diskriminierungen vermieden werden, so die BNetzA.

¹⁴¹ BNetzA, Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb, Diskussionspapier, S. 16.

¹⁴² Dena, Wirtschaftlich tragbare Erbringung von Blindleistung, Branchenmeinungsbild, S. 13. Eine andere Bewertung erfolgt hingegen durch die BNetzA, die feststellt, dass die entgeltliche Beschaffung von Blindleistung durch konventionelle Kraftwerke in den Übertragungsnetzen die Regel ist, in den Verteilnetzen jedoch eher die Ausnahme darstellt, vergleiche BNetzA, Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb, Diskussionspapier, S. 17.

¹⁴³ BNetzA, Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb, Diskussionspapier, S. 17, 18.

¹⁴⁴ BNetzA, Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb, Diskussionspapier, S. 18.

III. Gesetzlicher Vergütungsanspruch für Redispatchmaßnahmen gem. § 13a EnWG

Werden Betreiber von einer Anlage mit einer Nennleistung ab 10 MW zur Blind- und Wirkleistungsanpassung im Rahmen des spannungsbedingten Redispatch gem. § 13a Abs. 1 EnWG aufgefordert, so kommt ihnen kraft Gesetzes ein Anspruch auf „eine angemessene Vergütung“ zu¹⁴⁵. Die Vergütung für die Anpassung der Blind- und Wirkleistung ist gem. § 13a Abs. 2 S. 1 EnWG dann „angemessen, wenn sie den Betreiber der Anlage wirtschaftlich weder besser noch schlechter stellt, als er ohne die Maßnahme stünde“. Durch den Ausgleich der wirtschaftlichen Besser- bzw. Schlechterstellung will der Gesetzgeber eine Verzerrung des Strommarkts vermeiden¹⁴⁶. Gem. § 13a Abs. 2 S. 2 EnWG erfolgt die Erstattung für Auslagen für die Anpassungen der Einspeisung oder des Bezugs (Nr. 1), für den Werteverbrauch der Anlage (Nr. 2), die entgangenen Erlösmöglichkeiten, wenn und soweit diese die Summe der nach den Nummern 1 und 2 zu erstattenden Kosten übersteigen (Nr. 3) sowie die notwendigen Auslagen für die Herstellung der Betriebsbereitschaft oder die Verschiebung einer geplanten Revision (Nr. 4).

Eine Vergütung für eine Einspeisung von Blindleistung außerhalb des Anwendungsbereichs des § 13a Abs. 1 EnWG, d. h. ohne eine gleichzeitige Anpassung der Wirkleistungseinspeisung, besteht nicht, insbesondere ist eine Herleitung im Wege des Umkehrschlusses bzw. eine Übertragbarkeit der Vergütungspflicht auf andere Konstellationen der Blindleistungseinspeisung nicht möglich. Der Vergütungsanspruch ist vom Gesetzgeber ausdrücklich nur für Fälle des spannungsbedingten Redispatch vorgesehen, da hier gleichzeitig eine Anpassung der Wirkleistung stattfindet; Anhaltspunkte für einen entsprechenden Willen des Gesetzgebers, den Vergütungsanspruch auf Situationen der Blindleistungseinspeisung ohne gleichzeitige Anpassung der Wirkleistung übertragen zu wollen, lassen sich aus der Gesetzesbegründung nicht herleiten¹⁴⁷. Zudem nimmt der gesetzliche Redispatch in der Regelungssystematik der marktbezogenen Maßnahmen als einzige verpflichtende Maßnahme eine Sonderrolle ein¹⁴⁸, was ebenfalls einer Übertragbarkeit auf andere Konstellationen der Blindleistungseinspeisung widerspricht.

IV. Keine sonstigen gesetzlichen Vergütungsansprüche

Weitere gesetzliche Vergütungsansprüche sind nicht erkennbar, insbesondere bietet das EEG keine Vergütung. Die Einspeisung von Blindleistung durch EE-Anlagen ist nicht von der gesetzlichen Vergütung gem. §§ 19 ff. EEG 2017 umfasst; ein entsprechender Anspruch im Wege der

¹⁴⁵ Vergleiche zu den geplanten Änderungen des § 13a EnWG im Rahmen des Gesetzesentwurfs für das Energiesammelgesetz die obigen Anmerkungen.

¹⁴⁶ *Baumbach*, in: Elspas/Grassmann/Rasbach, EnWG, § 13a Rn. 5.

¹⁴⁷ Vergleiche die Begründung zu den Änderungen des § 13a EnWG, BT-Drs. 17/6072, S. 71 ff.

¹⁴⁸ *Hilpert*, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber im Strommarkt 2.0, S. 107.

Einspeisevergütung oder Marktprämie besteht nicht¹⁴⁹. Der Zahlungsanspruch im Rahmen der EEG-Vergütung bezieht sich auf den in EE-Anlagen „erzeugten Strom“, vergleiche § 19 Abs. 1 EEG 2017, welcher im Wege der Auslegung ausschließlich die Wirkleistung erfasst. Dies ergibt sich aus dem Sinn und Zweck der EEG-Vergütung, dass der über den Strommarkt verkaufte Strom finanziell gefördert werden soll und zusätzlich zum Marktpreis bezahlt wird¹⁵⁰. Es handelt sich somit um ein Instrument, dass der Marktintegration von EE-Anlagen dient, indem es (anfängliche) Wettbewerbsnachteile kompensieren soll¹⁵¹. Die Förderung der Einspeisung von Blindleistung – welche im Gegensatz zur Wirkleistung nicht an der Börse verkauft wird – fällt hingegen nicht in den Anwendungsbereich der EEG-Vergütung. Dies drückt sich zuletzt auch darin aus, dass die EEG-Vergütung in ct/kWh, also in Cent pro eingespeiste Wirkleistung, ausgezahlt wird.

Reduzieren EE-Anlagen ihre Wirkleistungseinspeisung, um vermehrt Blindleistung einspeisen zu können, besteht für sie ebenfalls kein Anspruch auf 95% der entgangenen Einnahmen gem. § 15 EEG 2017, da diese Härtefallregelung nur bei netzengpassbezogenen, nicht jedoch bei spannungsbedingten Wirkleistungsreduzierungen greift.

V. Ergebnis Vergütung von Blindleistung

Für die Erbringung von Blindleistung besteht für die Netzbetreiber keine obligatorische Vergütungspflicht aufgrund der TAB bzw. TAR. Allerdings können die Netzbetreiber im Rahmen der Privatautonomie bilaterale Verträge über die entgeltliche Bereitstellung von Blindleistung schließen, wodurch sich in diesen Fällen ein vertraglicher Vergütungsanspruch ergibt. Kraft Gesetzes wird ein Anspruch auf angemessene Vergütung bei einer Anpassung der Wirk- und Blindleistung im Rahmen des spannungsbedingten Redispatch gem. § 13a EnWG zugesprochen. Sonstige gesetzliche Vergütungsansprüche bestehen nicht.

F. Europarechtlicher Ausblick

Die Änderungen und Auswirkungen durch die Netzkodizes wurden bereits angesprochen, doch könnten sich durch das sog. „Winterpaket“ weitere mögliche Anpassungserfordernisse abzeichnen. Insbesondere der Entwurf der Strombinnenmarkt-Richtlinie (E-Strombinnenmarkt-

¹⁴⁹ Gemäß *Wiemer* ist es streitig, ob und inwieweit Blindleistung vom Förderanspruch umfasst ist, vergleiche *Wiemer*, in: Greb/Boewe, EEG 2017, § 19 Rn. 28 ff. In den zugehörigen Ausführungen behandelt sie jedoch die Fragen der *unerwünschten* Blindleistungseinspeisung, welche der Netzbetreiber unter bestimmten Voraussetzungen im Wege der Zahlung eines Blindarbeitsentgelts pönalisieren kann.

¹⁵⁰ *Pritzsche/Vacha*, Energierecht, 67 ff.

¹⁵¹ So ausführlich unter anderem *Körper*, in: Körper, Wettbewerbsbeschränkungen auf staatlich gelenkten Märkten, S. 37 ff.

RL)¹⁵² konkretisiert (erstmalig) die Beschaffungsverfahren der Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber hinsichtlich der nicht frequenzgebundenen Hilfsdienste, zu denen gem. Art. 2 Nr. 38 E-Strommarkt-RL auch die von Übertragungsnetzbetreibern und Verteilnetzbetreibern genutzten Dienste für statische Spannungsregelung und die Einspeisung von dynamischem Blindstrom gehören. Die Europäische Kommission hat in ihrem Entwurf die Beschaffung von nicht frequenzgebundenen Hilfsleistungen in einem „transparenten, nichtdiskriminierenden und marktbasieren“ Verfahren durch Verteilnetzbetreiber (Art. 31 Abs. 5 E-Strombinnenmarkt-RL) und durch Übertragungsnetzbetreiber (Art. 40 Abs. 4 lit. a) E-Strombinnenmarkt-RL) vorgesehen. Sofern sich die Europäische Kommission, das Europäische Parlament und der Europäische Rat im für Dezember 2018 geplanten Trilog auf ein „marktbasieren“ Beschaffungsverfahren für nicht frequenzgebundene Hilfsdienste einigen, ist zweifelhaft, welche Auswirkungen dies auf das deutsche Beschaffungsverfahren von Blindleistung haben wird. Hierbei bleibt abzuwarten, inwieweit das deutsche System einerseits der unvergüteten Bereitstellung von Blindleistung auf Grundlage der TAR, ergänzt durch bilaterale Verträge, und andererseits § 13a EnWG in seiner aktuellen und der geplanten Fassung den europarechtlichen Vorgaben durch die E-Strombinnenmarkt-RL genügen wird.

¹⁵² COM(2016) 864 final, Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung), vom 23.02.2017.