

---

# Endbericht

DER KOMMISSION ZUR ZUKÜNFTIGEN BESCHAFFUNG VON BLINDLEISTUNG

---

10. OKTOBER 2019





## Inhalt

<b>1</b>	<b>Einführung</b>	<b>1</b>
1.1	Zielsetzung	1
1.2	Hintergrund	1
1.3	Herausforderungen	2
<b>2</b>	<b>Aufgabenstellung und Diskussionsstand</b>	<b>4</b>
2.1	Aufgabenstellung der Kommission	4
2.2	Zusammensetzung der Kommission	4
2.3	Studien und Arbeiten zum Bedarf, bestimmten Aspekten der Bereitstellung und Beschaffung von Blindleistung	6
2.3.1	Studien zum Blindleistungsbedarf in Deutschland mit Fokus auf Übertragungsnetze	6
2.3.2	Studien und Arbeiten zur Bereitstellung und Beschaffung von Blindleistung	8
<b>3</b>	<b>Begrifflichkeiten und Abgrenzungen</b>	<b>10</b>
3.1	Grundlagen der Entstehung, Wirkungen und Steuerung von Blindleistung	10
3.2	Begrifflichkeiten zur Blindleistung	14
<b>4</b>	<b>Fachliche Grundlagen zu ausgewählten Aspekten</b>	<b>20</b>
4.1	Technische Aspekte	20
4.1.1	Blindleistungsverhalten von Netzbetriebsmitteln und Netznutzern	20
4.1.2	Anwendungsfälle von Blindleistung	21
4.1.3	Transportierbarkeit von Blindleistung	21
4.2	Ökonomische Aspekte	28
4.2.1	Anforderungen an die effiziente Blindleistungsbewirtschaftung	28
4.2.2	Kosten von Blindleistungsbereitstellung, -einsatz und -bewirtschaftung	31
4.2.3	Eignung von Marktmechanismen für die Blindleistungsbeschaffung	38
4.3	Rechtlicher Rahmen der Blindleistungsbeschaffung	45
4.3.1	Der Europäische Rechtsrahmen	45
4.3.2	Der weitere nationale Rechtsrahmen	57

4.3.3	Bewertung der derzeitigen Blindleistungsbeschaffung.....	58
<b>5</b>	<b>Blindleistungsbeschaffung im Ausland</b> .....	<b>59</b>
5.1	Übersicht über Blindleistungsquellen und -beschaffungsmodelle in EU-Ländern	59
5.2	Grundzüge der Beschaffungsmodelle in ausgewählten Ländern .....	66
5.2.1	Existieren Vergütungsregelungen im Übertragungs- und Verteilungsnetz? ..	67
5.2.2	Beziehen sich Vergütungsmodelle nur auf direkt angeschlossene Blindleistungsquellen oder auch auf Quellen in anderen Netzebenen? .....	67
5.2.3	Wird bei den Vergütungsmodellen nach Handlungsanlässen der Blindleistungsbeschaffung (Kapazitätsserrichtung, Vorhaltung, Einsatz) unterschieden? .....	69
5.2.4	Welche Formen der Preisgestaltung gibt es? .....	70
5.2.5	Welche Formen der Preisermittlung gibt es? .....	74
5.2.6	In welchen Modellen gibt es weitere Besonderheiten (spezielle Anreize, Pönalen etc.)? .....	75
<b>6</b>	<b>Modellvorschläge der Kommission</b> .....	<b>77</b>
6.1	Vorbemerkungen .....	77
6.2	Gliederung nach Entscheidungsanlässen.....	80
6.3	Modelloptionen je Entscheidungsstufe/-anlass .....	83
6.3.1	Q-Kapazität: Anschluss neuer Netznutzer; Kapazität gemäß Mindestanforderung .....	83
6.3.2	Q-Kapazität: Anschluss neuer Netznutzer; Kapazität jenseits Mindestanforderung .....	90
6.3.3	Q-Kapazität: Netzausbauplanung durch Netzbetreiber .....	92
6.3.4	Q-Vorhaltung: Betriebsplanung durch Netzbetreiber .....	96
6.3.5	Q-Einsatz: Einsatzentscheidung durch Netzbetreiber .....	99
6.3.6	Q-Einsatz: Einsatzentscheidung durch Netznutzer auf Basis eines Preissignals	109
6.4	Beispielhafte Kombinationen von Modelloptionen.....	112
6.4.1	Vorbemerkungen.....	112
6.4.2	Modell 0: Status quo.....	113

## Inhalt

6.4.3	Modell 1: Teilvergütung mit regulierten Preisen .....	114
6.4.4	Modell 2: Vollständige Vergütung mit regulierten Preisen .....	115
6.4.5	Modell 3: Maximale Vergütungspflichten mit marktlicher Gestaltung.....	116
6.4.6	Modell 4: Erweiterung von Modell 3 um Q-bezogenes Preissignal.....	117
6.5	Differenzierung der Modelle nach Netzebenen und Anlagengröße .....	118
6.6	Netzbetreiberübergreifende Beschaffung .....	119
<b>7</b>	<b>Zusammenfassung und Empfehlungen</b> .....	<b>123</b>
7.1	Hintergrund und Herausforderungen.....	123
7.2	Aufgabenstellung der Kommission .....	124
7.3	Strukturierung der Elemente eines Blindleistungs-Beschaffungsmodells.....	125
7.4	Empfehlungen der Kommission und weiterer Untersuchungsbedarf .....	126
7.4.1	Aspekte mit weitgehend konsensualler Bewertung.....	126
7.4.2	Aspekte mit divergierender Bewertung .....	127
7.4.3	Abschließende Bemerkungen .....	129
<b>8</b>	<b>Literaturverzeichnis</b> .....	<b>130</b>



## 1 Einführung

### 1.1 Zielsetzung

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) hat die „Kommission zur zukünftigen Beschaffung von Blindleistung“ eingesetzt und beauftragt, Modellvorschläge für die Beschaffung und Vergütung von Blindleistung zu erarbeiten. Es war nicht Aufgabe der Kommission, sich auf ein Modell zu verständigen. Vielmehr stand es der Kommission frei, mehrere Gestaltungsoptionen als zu prüfende Alternative zum Status quo zu erarbeiten. Hiervon hat die Kommission Gebrauch gemacht. Um den Auftrag zu erfüllen, legt die Kommission zur zukünftigen Beschaffung von Blindleistung hiermit ihren Bericht vor.

Mit diesem Bericht soll die Diskussion über mögliche Beschaffungsmodelle strukturiert werden, und es sollen verschiedene Gestaltungsoptionen aufgezeigt werden. Vor einer politischen Entscheidung für ein zukünftig anzuwendendes Modell empfiehlt die Kommission dem BMWi, den Kommissionsbericht der Fachöffentlichkeit zur Konsultation zu stellen sowie die verschiedenen Optionen auf ihre Auswirkungen und Umsetzungsanforderungen hin weiter wissenschaftlich untersuchen zu lassen.

### 1.2 Hintergrund

Eine Kernaufgabe der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber (ÜNB und VNB) ist die Gewährleistung der Netz- und Systemsicherheit unter Einsatz verschiedener Systemdienstleistungen, zu denen unter anderem „Spannungshaltung“ gehört. Hierzu setzen die ÜNB und VNB u.a. Blindleistung ein, um z. B. Spannungswerte an allen Anschluss- und Verknüpfungspunkten der Netze stets innerhalb der zulässigen Grenzen zu halten. Der Fokus der Kommissionsarbeit liegt im Folgenden ausschließlich auf der Thematik der statischen Spannungshaltung, die in einem Zeitbereich von Sekunden bis hin zu einigen Minuten stattfindet. Davon abzugrenzen sind weitere auch grundsätzlich zum Aufgabenfeld Spannungshaltung gehörende Themen, wie beispielsweise die Kurzschlussleistung oder die Fault Ride Through (FRT) Fähigkeit von Erzeugungsanlagen, welche hingegen nicht Betrachtungsgegenstand dieses Berichts sind. Die hier betrachtete, vielfach als dynamische Netzstützung bezeichnete Form der Spannungshaltung, die in einem Zeitbereich von Millisekunden bis zu einigen Sekunden stattfindet, hat das Ziel, bei kurzzeitigen Spannungseinbrüchen oder -erhöhungen eine ungewollte Abschaltung von Erzeugungsleistung und damit eine Gefährdung der Netzstabilität spannungsebenenabhängig durch Einspeisung eines Blindstromes zu verhindern. Die Ausregelung einer veränderten Blindleistungsbilanz durch Fahrplansprünge oder nach (n-1)-Fällen wird der statischen Spannungshaltung zugerechnet.

VNB stehen zur hier im Fokus stehenden Spannungshaltung eine Reihe von planerischen und betrieblichen Maßnahmen zur Verfügung, z. B. Stufung von Transformatoren, Netzumschaltungen, Netzausbaumaßnahmen usw. Der residuale Blindleistungsbedarf wird von den VNB bisher vor allem durch Bezug aus vorgelagerten Netzebenen, insbesondere den Übertragungsnetzen, gedeckt. Die ÜNB stellen die statische Spannungshaltung derzeit hauptsächlich sicher, indem konventionelle Erzeugungsanlagen im Netzbetrieb Vorgaben zur Spannungshöhe und/oder Blindleistungsbereitstellung gemacht und eigene Betriebsmittel, wie Kondensatorbänke oder Drosselspulen, eingesetzt werden. Die Bereitstellung von durch die ÜNB angeforderter Blindleistung durch konventionelle Anlagen wird auf Grundlage langfristiger individueller Verträge, die die ÜNB mit den Anlagenbetreibern abgeschlossen haben, geregelt, die auch die Vergütung der Blindleistungsanspruchnahme umfassen.

### 1.3 Herausforderungen

Durch die Energiewende ändern sich die Rahmenbedingungen der Spannungshaltungskonzepte. Konventionelle Erzeugungsanlagen, die überwiegend im Höchst- und Hochspannungsnetz angeschlossen sind, fallen Stück für Stück als Blindleistungsquellen weg. Daraus können Defizite im Blindleistungshaushalt der ÜNB entstehen, die ausgeglichen werden müssen.

Dem Rückgang dieser Erzeugungsanlagen steht der massive Zubau von Erneuerbaren-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) gegenüber, der aber überwiegend auf den Netzebenen der VNB stattfindet. In der heutigen Praxis verlangen Anschlussnetzbetreiber von Erzeugungsanlagen, Blindleistung im Rahmen der Mindestanforderungen bereitzustellen. Die technischen Mindestanforderungen für Neuanlagen sind in den Technischen Anschlussregeln (TAR) enthalten. Die TAR setzen den aus den europäischen Network Codes „Requirements for Generators“ (Verordnung (EU) 2016/631, „RfG“) und „Demand Connection“ (Verordnung (EU) 2016/1388, „DCC“) stammenden Rahmen für Deutschland um, wobei der RfG hinsichtlich der Blindleistungsbereitstellung keine konkreten Mindestanforderungen, sondern einen maximalen Rahmen festlegt. Erzeugungsanlagenbetreiber sind demnach dazu verpflichtet, zur Spannungshaltung beizutragen, indem sie auf Anforderung des Anschlussnetzbetreibers innerhalb von in den TAR festgelegten Mindestanforderungen Blindleistung bereitstellen. Insgesamt verlagern sich damit die Potenziale der Blindleistungsbereitstellung aus Erzeugungsanlagen von den Übertragungs- in die Verteilernetze. Zukünftig werden die VNB somit verstärkt in Prozesse zur Gewährleistung der Systemsicherheit eingebunden sein müssen, indem sie vorhandene Blindleistungsquellen effizient einsetzen und insbesondere eine zur Spannungshaltung eventuell erforderliche Bereitstellung von Blindleistung an vor- oder nachgelagerte Netzebenen auf geeignete Weise koordinieren müssen. Verschiedene deutsche VNB haben erste Schritte zur Entwicklung und Etablierung solcher Koordinationsprozesse bereits begonnen.

Den Betreibern von EE-Anlagen entstehen für die netzdienliche Bereitstellung von Blindleistung Kosten, für die sie zumindest im Rahmen der technischen Mindestanforderungen derzeit in der Regel keine Vergütung erhalten. Das BMWi wertet es als Hinweis auf Verbesserungsbedarf, dass es dem Netzbetreiber seiner Ansicht nach erschwert ist, die beim Einsatz von Maßnahmen zur Spannungshaltung – die neben der Blindleistungsbereitstellung aus Erzeugungsanlagen auch netzbetreiberseitige Maßnahmen, wie z. B. Transformatorstufungen, Netzumschaltungen usw. umfassen – entstehenden Kosten in seine Entscheidungen einbeziehen zu können. Auch die Einbeziehung von Verbrauchern, die Blindleistung gezielt bereitstellen können, wie z. B. Lasten mit eigenen Kompensationsanlagen, Mischbetriebe oder große Anlagen wie die Umformer- und Umrichterwerke der Deutschen Bahn, könnte evtl. zur Senkung der volkswirtschaftlichen Kosten beitragen. Um die volkswirtschaftlichen Kosten für die Spannungshaltung zu minimieren, müssen allerdings nicht nur die direkt mit dem Einsatz verbundenen Kosten, sondern auch die Kosten berücksichtigt werden, die u. a. durch prozessualen und informationstechnischen Aufwand zur Umsetzung der Blindleistungsbeschaffung und -abrechnung entstehen.

Weiter kommt eine Studie (INA, OTH, 2016) zu dem Ergebnis, dass einheitliche Anforderungen an das Blindleistungspotenzial der EE-Anlagen zu Überkapazitäten gegenüber dem tatsächlichen Bedarf, der nicht an allen Stellen im Netz gleich hoch ist, führen können, die unter Berücksichtigung aller volkswirtschaftlichen Kosten ineffizient sein könnten.

Letztlich muss festgehalten werden, dass derzeit nicht abschließend untersucht ist, wie zur Spannungshaltung eingesetzte Blindleistung volkswirtschaftlich am effizientesten beschafft werden kann. Vor diesem Hintergrund wird seit einigen Jahren diskutiert, ob das derzeitige

Beschaffungssystem reformbedürftig ist. Die technische Selbstverwaltung ist jedoch entsprechend ihrem gesetzlichen Auftrag nach den §§ 19 und 49 EnWG nicht für Fragen der Vergütung zuständig. Es würde im Falle eines Anpassungsbedarfes daher eines Handelns des Gesetzgebers bedürfen. Darüber hinaus fordert auch das EU-Legislativpaket „Saubere Energie für alle Europäer“ grundsätzlich eine marktgestützte Beschaffung von nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen, zu denen u. a. statische Spannungshaltung zählt, es sei denn, die Regulierungsbehörde ist zu der Einschätzung gelangt, dass die marktgestützte Beschaffung dieser Systemdienstleistungen wirtschaftlich nicht effizient ist, und hat eine Ausnahme gewährt.

### **Zusammenfassung dieses Abschnitts**

- Die vom BMWi eingesetzte Kommission zur zukünftigen Beschaffung von Blindleistung legt hiermit den Bericht über ihre Arbeitsergebnisse vor. Die Kommission hat Modellvorschläge für die Beschaffung und Vergütung von Blindleistung erarbeitet, die identifizierte Herausforderungen adressieren.
- Vor einer politischen Entscheidung für ein zukünftig anzuwendendes Modell empfiehlt die Kommission dem BMWi, den Kommissionsbericht der Fachöffentlichkeit zur Konsultation zu stellen sowie die verschiedenen Vorschläge auf ihre Auswirkungen, Umsetzungsanforderungen und volkswirtschaftlichen Kosten hin weiter wissenschaftlich untersuchen zu lassen.

## 2 Aufgabenstellung und Diskussionsstand

### 2.1 Aufgabenstellung der Kommission

Die Kommission zur zukünftigen Beschaffung von Blindleistung hat die Aufgabe, Modelle für die Blindleistungsbeschaffung zu erarbeiten. Im Kern der Vorschläge soll eine volkswirtschaftlich effiziente, transparente und diskriminierungsfreie Beschaffung stehen, und die mit der Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung verbundenen Kosten sollen möglichst sachgerecht unter den Netznutzern (Erzeuger, Verbraucher) verteilt werden. Die Regelungen müssen zudem mit den europäischen Vorgaben vereinbar sein. Eine vollständige Bewertung der Vorschläge und Gegenüberstellung mit dem Status quo wurde durch die Kommission nicht durchgeführt und erfordert daher eine weitere wissenschaftliche Untersuchung. Weiter war es nicht Aufgabe der Kommission, sich auf ein Modell zu verständigen. Vielmehr stand es der Kommission frei, mehrere Gestaltungsoptionen als zu prüfende Alternativen zum Status quo zu erarbeiten.

### 2.2 Zusammensetzung der Kommission

Die Kommission zur zukünftigen Beschaffung von Blindleistung setzt sich wie folgt zusammen:

#### Vorsitz der Kommission



***Prof. Dr.-Ing. Oliver Brückl***

**Mitglieder der Kommission**

 <p><b>bdew</b> <i>Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.</i></p>	 <p><b>Bundesverband WindEnergie e.V.</b> <i>Bundesverband Windenergie e.V.</i></p>	 <p><b>VCI</b> <i>Verband der Chemischen Industrie e.V.</i></p>
 <p><b>BDI</b> <i>Bundesverband der Deutschen Industrie e. V.</i></p>	 <p><b>DB</b> <i>DB Energie GmbH</i></p>	 <p><b>VGB POWERTECH</b> <i>VGB PowerTech e.V.</i></p>
 <p><b>BEM</b> eMobilität <i>Bundesverband eMobilität e.V.</i></p>	 <p><b>DIHK</b> Deutscher Industrie- und Handelskammertag <i>Deutscher Industrie- und Handelskammertag e.V.</i></p>	 <p><b>Verband der Industriellen Energie- &amp; Kraftwirtschaft Energie für die Industrie</b> <i>Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V.</i></p>
 <p><b>Bundesnetzagentur</b> <i>Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen</i></p>	 <p><b>Fachverband BIOGAS</b> <i>Fachverband Biogas e.V.</i></p>	 <p><b>VKU</b> VERBAND KOMMUNALER UNTERNEHMEN e.V. <i>Verband kommunaler Unternehmen e. V.</i></p>
 <p><b>BSW SOLAR</b> <i>Bundesverband Solarwirtschaft e.V.</i></p>	 <p><b>FNN</b> <i>Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE</i></p>	 <p><b>ZVEI:</b> Die Elektroindustrie <i>Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie</i></p>
 <p><b>BVES</b> BUNDESVERBAND ENERGIESPEICHER <i>Bundesverband Energiespeicher e.V.</i></p>	 <p><b>VDMA</b> <i>Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V.</i></p>	

**Wissenschaftliche und organisatorische Begleitung der Kommission**

 <p><b>consentec</b> <i>Consentec GmbH</i></p>	 <p><b>BEITEN BURKHARDT</b> <i>BEITEN BURKHARDT Rechtsanwalts- gesellschaft mbH</i></p>	 <p><b>IFOK.</b> A CADMUS COMPANY <i>IFOK GmbH</i></p>
---	--	---

## 2.3 Studien und Arbeiten zum Bedarf, bestimmten Aspekten der Bereitstellung und Beschaffung von Blindleistung

In diesem Abschnitt wird im ersten Teil ein kurzer Überblick über bisherige Untersuchungen und Studien gegeben, die überwiegend den Blindleistungsbedarf im deutschen Übertragungsnetz und dessen zukünftige Veränderung untersuchen. Im Anschluss daran werden weitere für die Frage nach der künftigen Beschaffung von Blindleistung relevante Studien und Arbeiten vorgestellt.

### 2.3.1 Studien zum Blindleistungsbedarf in Deutschland mit Fokus auf Übertragungsnetze

Die dena-Netzstudie (dena, 2005) untersuchte 2005 erstmals die Entwicklung der zusätzlich im Höchstspannungsnetz bereitzustellenden Blindleistung zwischen 2003 und 2015. Dazu wurden im verwendeten Netzmodell SVC-Kompensationseinrichtungen so eingebunden und dimensioniert, dass die Spannung der 380-kV-Ebene innerhalb des Spannungsbandes von 400 kV  $\pm$ 20 kV liegt. Für das Jahr 2003 wurde bei Starklast ein zusätzlicher Bedarf an übererregter Blindleistung von 3,6 Gvar und für das Jahr 2015 ein zusätzlicher Bedarf von 13,5 Gvar übererregt, hervorgerufen durch Windstromtransporte, ermittelt.

Die dena-Netzstudie II (dena, 2010) analysierte im Jahr 2010 die Bereitstellung von Blindleistung im Netzausbauzustand 2020 im deutschen Höchstspannungsnetz. Dabei wurde ein Bedarf von 25 Gvar an zusätzlichen Spulen zur Kompensation der Betriebskapazität des Leitungsnetzes in Zeiten geringer Beanspruchung ermittelt. Zur Deckung des Blindleistungsbedarfs durch die Belastung des Übertragungsnetzes mit hohen Strömen wurde im (n-1)-Fall ein theoretischer Bedarf an Serien- und Querkompensation von maximal 36 Gvar ausgewiesen. Nicht betrachtet wurden die Kompensationsbedarfe für die unterlagerten Netze und Lasten.

Außerdem wurde im Rahmen des NEP 2012 (ÜNB, Netzentwicklungsplan Strom 2012 – zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 2012) der Blindleistungsbedarf für einen ausgewählten Netznutzungsfall (Stunde 735) im Szenario C 2022 untersucht. Demnach nehmen im ungestörten Betrieb die 380-kV-Stromkreise rund 10 Gvar auf. Im Ergebnis wird zur Einhaltung des betriebsüblichen Spannungsniveaus neben den konventionellen Kraftwerken und geplanten HGÜ-Konvertern eine zusätzliche übererregte Kompensationsleistung von 30 Gvar an 70 Standorten benötigt.

In der 4TSO-Studie aus dem Jahr 2012 zur technischen Mindesterzeugung aus konventionellen Kraftwerken (FGH et al., 2012) wurde der Blindleistungsbedarf aus konventionellen Kraftwerken für das Jahr 2013 ermittelt. Als Ergebnis wurde ein Bedarf von 16,6 Gvar an übererregten Kraftwerken im Starkwind/Starklast-Szenario und 0,6 Gvar an untererregten Kraftwerken im Starkwind/Schwachlast-Szenario angegeben.

In dem Abschlussbericht Kombikraftwerk 2 (Fraunhofer IWES et al., 2014) aus dem Jahr 2014 wird der Blindleistungsbedarf des Übertragungsnetzes bei einer auf 100 % erneuerbaren Energien beruhenden Stromversorgung ermittelt. Dabei wurde ein pauschaler Leistungsfaktor von 0,95 induktiv für die vertikalen Blindlasten angesetzt. Die Bandbreite des bilanziellen Blindleistungsverhaltens des deutschen Übertragungsnetzes wird zwischen ca. 1 Gvar induktiv und ca. 24 Gvar kapazitiv angegeben, wobei sich das Netz zu fast allen Zeitpunkten in einem kapazitiven Betriebszustand befindet.

In der dena-Studie SDL 2030 (dena, 2014) wurde der Q-Bedarf auf Basis eines aggregierten Modells des deutschen Übertragungsnetzes bestehend aus 31 Netzknoten für den (n-0)-Fall

ermittelt. Den Berechnungen wurde ein tolerierbares HöS-Spannungsband von 0,9 bis 1,1 p. u. sowie an den HöS/HS-Netzknoten ein Blindleistungsaustausch entsprechend eines konstanten Leistungsfaktors von 0,95 zugrunde gelegt. Für die einzelnen Netzknoten wurden Bedarfe von bis zu 2,9 Gvar an kapazitiver und 1,5 Gvar induktiver Blindleistung ermittelt. Insgesamt summiert sich der Bedarf auf über 36 Gvar übererregt und 9 Gvar untererregt. Abzüglich vorhandener Q-Quellen im HöS-Netz verbleiben als nicht deckbare Q-Defizite von knapp 2,8 Gvar an kapazitiver und knapp 0,6 Gvar an induktiver Blindleistung. In Summe wird für Deutschland ein Zusatzbedarf in Höhe von knapp 22 Gvar übererregt und rund 2,5 Gvar untererregt ausgewiesen. Interessant sind die Ausfallanalysen zum Mehrbedarf in (n-1)-Situationen gegenüber dem (n-0)-Fall. Erwartungsgemäß führt künftig der Ausfall einer HGÜ-Verbindung zum höchsten Q-Mehrbedarf. In den zwei ausgewählten Netznutzungsfällen zeigte sich bei einigen Netzknoten ein Anstieg um mehrere 100 Mvar. Über ganz Deutschland betrachtet veränderte sich der Q-Bedarf in der Größenordnung von ein bis zwei Gvar.

Das Gutachten der RWTH Aachen für die BNetzA (IFHT, 2015) aus dem Jahr 2015 untersucht die zusätzlich aufzubringende Blindleistung zur Bedarfsdeckung für den Zeitraum von 2019 bis 2023. Als Datengrundlage dient der NEP 2014 mit einem eigens dafür entworfenen Transformationspfad für den Untersuchungszeitraum. Die vertikalen Blindlasten wurden entsprechend den im NEP 2014 zugrunde gelegten Angaben modelliert. Das Zielspannungsband der 380-kV-Netzknoten wurde mit 390 kV bis 415 kV deutlich enger gefasst. Außerdem wurden nur 50 bzw. 70 % des in HGÜ-Konvertern und Kraftwerken möglichen Q-Stellbereichs berücksichtigt. Damit sollte eine gewisse Sicherheitsmarge für gestörte und zu beherrschende Netzsituationen (z. B. (n-1)-Fälle und ausgewählte (n-2)-Fälle) berücksichtigt werden. Die errechneten kumulierten zusätzlichen Q-Bedarfe schwanken im Untersuchungszeitraum von 2019 bis 2023 zwischen 4 Gvar und 8 Gvar an kapazitiver Kompensationsleistung und 2 Gvar und 10 Gvar an induktiver Kompensationsleistung. Dabei wurde festgestellt, dass diese deutlichen Schwankungen auf den HöS-Netzausbau und die damit verbundenen Lastflussverlagerungen zurückzuführen sind.

Ende 2016 wurde die „Blindleistungsstudie“ des BMWi (INA, OTH, 2016) veröffentlicht. In dieser wird das Blindleistungsverhalten des gesamten deutschen Stromnetzes für den Zeitraum von 2014 bis 2034 auf Grundlage des NEP 2014 nachgebildet. Das Verteilungsnetz ist für alle Spannungsebenen inkl. dem zu erwartendem Netzausbau gemeindescharf mit regionalisierter Einspeise- und Zubauleistung an erneuerbaren Energieanlagen modelliert. Das Blindleistungsverhalten der Haushalte wurde mit einem konstanten Leistungsfaktor von 0,995, die übrigen Sektoren mit 0,95 nachgestellt. Im Übertragungsnetz wurde ein zulässiger Bereich der Netzspannung von  $\pm 5\%$  der Sollspannung zugrunde gelegt. Im Ergebnis bewegt sich das Blindleistungsverhalten des gesamten Stromnetzes für 2014 zwischen gut 30 Gvar induktiv und über 30 Gvar kapazitiv. Während das induktive Verhalten ungefähr auf gleichem Niveau verbleibt, nimmt das kapazitive Verhalten auf über 45 Gvar in 2034 zu. Unter Berücksichtigung der verbleibenden Kraftwerke und Kompensationsanlagen sowie dem Zubau an HGÜ-Konvertern (mit rund 23 Gvar induktiver und kapazitiver Leistung) und den im NEP 2014 beschriebenen neuen Kompensationsanlagen (rund 3 Gvar zwischen 2012 und 2034) wird ein weiterer zusätzlicher Bedarf von rund 15 Gvar an induktiver Kompensationsleistung ermittelt. Im Gegensatz dazu wird hinsichtlich der kapazitiven Kompensationsleistung kein weiterer Bedarf über dem im NEP ausgewiesenen Zubaubedarf von rund 7 Gvar (zwischen 2012 und 2034) festgestellt. Noch wichtiger ist aber die Erkenntnis der Studie, dass sich die Ergebnisse nahezu umdrehen, wenn statt des unkompensierten und damit realitätsnäheren Q-Verhaltens des Verteilungsnetzes mit den hinterlegten (meist vertraglich vereinbarten)  $\cos\varphi$ -Grenzen an den HöS/HS-

Verknüpfungspunkten gerechnet wird. Dann bewegt sich das gesamte Blindleistungsverhalten für das Jahr 2034 zwischen ca. 15 Gvar übererregt und deutlich über 50 Gvar untererregt. Infolgedessen würde sich dann im Gegensatz zu oben kein zusätzlicher Bedarf an induktiver Kompensationsleistung mehr ergeben. Stattdessen würde ein zusätzlicher kapazitiver Kompensationsbedarf von bis zu 10 Gvar im Jahr 2024 erforderlich werden. An diesen Ergebnissen wird der deutliche Einfluss der Annahmen zum Blindleistungsverhalten des Verteilungsnetzes ersichtlich. Ebenso wird herausgearbeitet, dass eine Einengung der oberen Spannungsgrenze von 420 auf 415 kV statt 15 Gvar einen Zusatzbedarf von 35 Gvar hervorruft.

Die aktuellsten Untersuchungen wurden im Rahmen des zweiten Entwurfs des NEP 2030 (2019) durchgeführt (ÜNB, 2019)<sup>1</sup>. Die Analysen werden hier differenziert nach transienter, Kurzzeit- und Langzeitspannungsstabilität für das Szenario und den Netzausbau B 2035 vorgenommen. Zur sicheren Beherrschung von konzeptgemäß geklärten Einfachfehlern sowie zur bedingten Beherrschung von Mehrfachfehlern und nicht konzeptgemäß geklärten Einfachfehlern wird ein Bedarf zwischen 150 und 230 Anlagen mit jeweils 300 MVA, d. h. eine erforderliche Kompensationsleistung von 45 bis 69 Gvar, gesehen, der teilweise von bestehenden Anlagen gedeckt werden kann. Es wird darauf verwiesen, dass weitere detaillierte Untersuchungen notwendig seien, um herauszuarbeiten, wie viele regelbare Anlagen zur Wahrung der transienten Spannungsstabilität am Ende tatsächlich erforderlich sind. Zur Ermittlung des minimalen Bedarfs an statischer Blindleistungskompensation wurde der Blindleistungsaustausch mit dem Verteilungsnetz mit drei unterschiedlichen, jeweils konstanten Verschiebungsfaktoren ( $\cos\varphi = 1$  sowie 0,98 induktiv als auch 0,98 kapazitiv) modelliert. Die Untersuchung basiert auf den im Jahreslauf auftretenden stationären Leistungsflüssen im ungestörten Betrieb. Im Ergebnis resultieren Maximalwerte zwischen 40,8 und 67,6 Gvar für den übernatürlichen Betrieb sowie 22,3 und 43,4 Gvar für den unternatürlichen Betrieb. Zusätzlich wurde noch eine „untere Abschätzung der Blindleistungsbedarfe“ vorgestellt, die zu entsprechend geringeren Werten führt. Die regelbaren Blindleistungskompensationsbedarfe wurden auf Basis der modellierten Leistungssprünge zum jeweiligen Stundenwechsel sowie einfacher und schwerer Störungen für den Netznutzungsfall 1271 abgeleitet. Dieser bewegt sich dabei zwischen 40,4 und 47 Gvar. In Summe wird ein minimaler Zubaubedarf von Kompensationseinheiten in Höhe von 38,1 bis 74,3 Gvar ausgewiesen.

### 2.3.2 Studien und Arbeiten zur Bereitstellung und Beschaffung von Blindleistung

Die mit der Blindleistungsbereitstellung verbundenen Wirkleistungsverluste in Windenergieanlagen betrachtet die vom BWE in Auftrag gegebene Studie (Moeller & Poeller Engineering GmbH, 2017). Darin werden für verschiedene Windparkkonfigurationen die elektrischen Verluste und die damit verbundenen Kosten ermittelt.

Eine detaillierte Diskussion und Betrachtung der Kosten findet sich in der dena-Studie (dena, 2017). Dabei wird zwischen blindleistungsbedingten Investitions- und Betriebskosten unterschieden und diese für verschiedene Typen, Größen und Konfigurationen von Erzeugungsanla-

---

<sup>1</sup> Der den betrachteten Szenarien zugrundeliegende Szenariorahmen schließt den Kohleausstieg noch nicht ein. Die Auswirkungen des Kohleausstiegs wurden im Rahmen einer Sensitivitätsuntersuchung („B 2035 – Kohleausstieg“) geprüft, die zwar keine direkten Analysen zur Systemstabilität enthält. Es wird aber diesbezüglich darauf hingewiesen, dass sich in den Analysen zum Szenario B 2035 jedoch Situationen mit hoher Netzauslastung und sehr geringer Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken zeigen, die insofern die Aspekte des Kohleausstiegs gut abbilden.

gen beispielhaft ermittelt. Ebenso ist eine ausführliche Untersuchung zur Wirksamkeit der Spannungsblindleistungsregelung in verschiedenen Ausführungsformen am Beispiel eines realen Mittelspannungsnetzes enthalten.

Der FNN hat 2014 einen Technischen Hinweis (FNN, 2014) herausgebracht, mit dem Netzbetreiber und Netznutzer bei der Umsetzung eines Blindleistungsmanagements im Verteilungsnetz unterstützt werden sollen. Darin werden verschiedene Möglichkeiten zur Nutzung vorhandener Potenziale aufgezeigt.

Speziell mit der Nutzung industrieller Kompensationsanlagen beschäftigt sich die ZVEI-Studie (ZVEI, 2013). Darin werden die Blindleistungspotenziale seitens der Industrie aufgezeigt.

Im Jahr 2018 hat die dena in einer Arbeit (dena, 2018) eine Übersicht über die verschiedenen Positionen und Vorstellungen zur zukünftigen Beschaffung von Blindleistung zusammengetragen. Darin werden die großen Unterschiede in der Auffassung der Stakeholder bereits sehr deutlich.

Die BNetzA hat im Juli 2018 ein eigenes Positionspapier (BNetzA, 2018) veröffentlicht. Darin beschreibt sie aus ihrer Sicht die Situation zur Blindleistung und Erfordernisse in Bezug auf die Bereitstellung durch Kundenanlagen sowie die Beschaffung seitens der Netzbetreiber.

2015 hat FNN die Studie „Statische Spannungshaltung“ veröffentlicht. Demnach ist eine Möglichkeit zur weitergehenden Integration von Erneuerbaren-Energien-Anlagen in vorhandene Niederspannungsnetze die Einspeisung von Blindleistung in Abhängigkeit von der am Einspeisepunkt bestehenden Spannung durch diese Anlagen (so genannte Q(U)-Regelung). Die technische und wirtschaftliche Effizienz dieses Ansatzes wurde im Rahmen der Studie untersucht. Zentrales Ergebnis: Wenn Anlagen statische Spannungshaltung in Abhängigkeit zur Spannung am Einspeisepunkt beherrschen, können bis zu 60 % mehr Erzeugungsanlagen an ein vorhandenes Verteilnetz angeschlossen werden. Die Ergebnisse wurden zur Überarbeitung der Anwendungsregel "Anforderungen an Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz" (VDE-AR-N 4105) in konkrete Anforderungen an Erzeugungsanlagen überführt.

### 3 Begrifflichkeiten und Abgrenzungen

#### 3.1 Grundlagen der Entstehung, Wirkungen und Steuerung von Blindleistung

Die physikalische Bedeutung von Blindleistung und die relevanten Wirkungszusammenhänge sind komplex. Um die in der Kommission erarbeiteten Modellvorschläge sowie deren spezifischen Eigenschaften und Bewertungen nachvollziehen zu können, ist ein gewisses Grundverständnis der Thematik erforderlich. Nachfolgend sollen zu diesem Zweck grundlegende Zusammenhänge möglichst leicht verständlich erläutert werden. Dabei besteht nicht der Anspruch, alle technischen Zusammenhänge und Differenzierungen möglichst detailliert darzustellen. Für tiefergehende Darstellungen sei an dieser Stelle auf weitere Fachliteratur, z. B. (Spring, 2003), verwiesen.

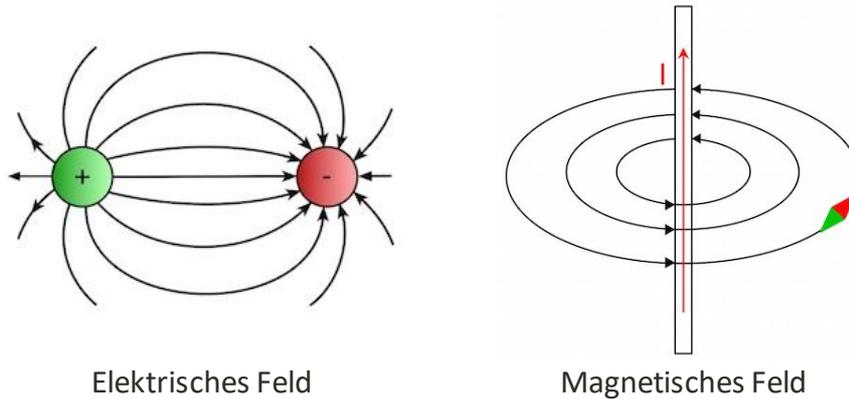
##### Technische Modelle zur Erklärung des Phänomens der Blindleistung

Unter Blindleistung versteht man den „Anteil der Scheinleistung, der nicht zur Erzeugung elektrischer Energie beiträgt“ (FNN, 2014). Blindleistung ist die Leistung, die benötigt wird, um elektrische und magnetische Felder in der Umgebung der Netzbetriebsmittel (z.B. Leitungen, Transformatoren) und der Betriebsmittel von Netznutzern (z. B. Motoren) aufzubauen, und die zurückgewonnen wird, wenn diese Felder wieder abgebaut werden. Im Gegensatz zur Wirkleistung kann mit Blindleistung keine elektrische Arbeit verrichtet werden.

Die Entstehung von elektrischen und magnetischen Feldern (Bild 3.1) ist sowohl bei der Erzeugung und dem Verbrauch elektrischer Energie als auch beim Stromtransport über elektrische Leiter wie z. B. Leitungen, Transformatoren und Schaltanlagen eine untrennbare Begleiterscheinung.

Veranschaulichen lässt sich dieser Zusammenhang prinzipiell wie folgt:

- Ein elektrisches Feld bildet sich zwischen zwei Leitern, an die eine Spannung angelegt wird, also z. B. zwischen den Polen einer Batterie oder zwischen einem Leiterseil einer Freileitung und dem Erdboden. Die Stärke des elektrischen Feldes ist proportional zur Höhe der angelegten Spannung. Es wird somit auf- bzw. abgebaut, wenn die Spannung zu- bzw. abnimmt.
- Ein magnetisches Feld bildet sich in der Umgebung eines stromdurchflossenen Leiters, also z. B. in der Umgebung eines Leiterseils einer Freileitung. Seine Stärke ist proportional zur Stärke des Stromflusses. Es wird somit auf- bzw. abgebaut, wenn der Stromfluss durch einen Leiter zu- bzw. abnimmt.



Elektrisches Feld

Magnetisches Feld

Bild 3.1: Veranschaulichung der elektrischen und magnetischen Felder in der Umgebung elektrischer Leiter anhand von Feldlinien (Quelle: physikunterricht-online.de)

Die Energie, die bei Zunahme der Spannung bzw. Stromstärke in den Aufbau elektrischer und magnetischer Felder fließt, wird bei deren Abbau – also bei Abnahme von Spannung bzw. Stromstärke – vollständig zurückgewonnen. Bei integraler Betrachtung eines Auf- und Abbauzyklus der Felder geht somit keine Energie verloren, jedenfalls nicht *direkt*. Aus diesem Grund wird die Leistung, die für den Aufbau der Felder aufgebracht werden muss, als *Blindleistung* bezeichnet, in Abgrenzung zu der mit dem Energietransport verbundenen *Wirkleistung*. (Durch Multiplikation der Blindleistung mit der Länge des Zeitraums, während dessen diese aufgebracht wird, ergibt sich die als *Blindarbeit* oder auch *Blindenergie* bezeichnete Größe. Dies ist aber eine reine Rechengröße, denn hiermit ist – integral betrachtet – kein Energietransport verbunden.)

Eine *indirekte* Wirkung des Transports von Blindleistung besteht allerdings darin, dass die zu unterschiedlichen Zeitpunkten auftretenden Leistungsflüsse für den Auf- bzw. Abbau von Feldern zusätzliche *Verlustleistung* auf den Netzbetriebsmitteln verursachen. Diese Verluste müssen durch Aufbringung von *Wirkleistung* gedeckt werden und verursachen somit Kosten.

Darüber hinaus führt der Transport von Blindleistung zu einer Mehrbelastung der Netzbetriebsmittel. Die Leistung, die bei gleichzeitigem Transport von Wirk- und Blindleistung über einen elektrischen Leiter *insgesamt* – genauer gesagt als geometrische Summe aus Wirk- und Blindleistung – auftritt, wird als *Scheinleistung* bezeichnet. Die maximal auftretende Scheinleistung ist die maßgebliche Bemessungsgröße für die Dimensionierung von Netzbetriebsmitteln. Damit wird deutlich, dass Wirk- und Blindleistung gemeinsam auf die Auslastung eines Betriebsmittels wirken.

*Anmerkung:*

Blindleistung wird in diesem Bericht gleichgesetzt mit der Verschiebungsblindleistung der Grundschwingung. Zur Vereinfachung wird hierfür der Begriff Blindleistung als Synonym verwendet. Daneben gibt es noch andere Arten der Blindleistung, die hier jedoch nicht von Interesse sind. Die Oberschwingungsblindleistung wird in die Betrachtung z.B. nicht näher mit einbezogen, weil sie auch andere Phänomene adressiert und andere Kompensationseinrichtungen erfordert.

### Verzögerung und Phasenverschiebung zwischen Spannungs- und Stromverlauf

Ein für die Auswirkungen des Blindleistungstransports im Stromversorgungssystem wesentlicher Effekt ergibt sich dadurch, dass der Auf- und Abbau elektrischer und magnetischer Felder *Zeit* benötigt. Hierdurch treten *Verschiebungen* zwischen den zeitlichen Verläufen der Zustandsgrößen Spannung und Strom auf. Diese Verzögerungen spielen im Stromversorgungssystem deswegen eine große Rolle, weil es mit Wechselstrom, genauer mit Drehstrom<sup>2</sup>, betrieben wird. Hierbei schwingt die von den Spannungsquellen bereitgestellte Spannung zwischen einem (positiven) Höchstwert und einem (negativen) Tiefstwert sinusförmig, im europäischen Verbundnetz mit einer Frequenz von 50 Hertz, hin und her. Infolge dieses Verlaufs der Spannung schwingt auch der Stromfluss durch die Betriebsmittel und die angeschlossenen Verbraucher sinusförmig zwischen Höchst- und Tiefstwerten hin und her.

Die durch den Auf- und Abbau von elektrischen und magnetischen Feldern verursachten zeitlichen Verschiebungen zwischen Spannung und Strom bewirken nun, dass zwischen den sinusförmigen Verläufen dieser Zustandsgrößen eine sogenannte „Phasenverschiebung“ auftritt, wie Bild 3.2 veranschaulicht. Deren Ausmaß wird gewöhnlich in Form des „Phasenverschiebungswinkels“ angegeben, für den das Formelzeichen  $\varphi$  verwendet wird.

Das Ausmaß der Phasenverschiebung unterscheidet sich von Ort zu Ort im Stromversorgungssystem und hängt von vielfältigen Einflussgrößen wie den Eigenschaften der Netzbetriebsmittel, dem Verhalten der Anlagen und Geräten der Stromerzeuger und -verbraucher sowie der Netzbelastungssituation ab. Von diesen Einflussgrößen hängt auch ab, in welcher *Richtung* die Phasenverschiebung an einem Ort im Netz auftritt („Spannung vor Strom“ oder „Strom vor Spannung“). Hiermit wiederum eng verbunden ist die Unterscheidung zwischen – umgangssprachlich formuliert - *positiver* und *negativer* Blindleistung, Techniker sprechen in diesem Zusammenhang in der Regel von sogenannter induktiver und kapazitiver bzw. untererregter und übererregter Blindleistung. Eine Wertung ist mit diesen Begriffen jedoch nicht verbunden: Es gibt hinsichtlich des „Nutzwerts“ keinen prinzipiellen Unterschied zwischen positiver und negativer Blindleistung, und die Wahl der Vorzeichen ist eine reine Konventionsfrage.

---

<sup>2</sup> Der Unterschied zwischen Wechsel- und Drehstrom bezieht sich nur darauf, wie viele Spannungspole – in der Fachwelt als „Phasen“ bezeichnet – zur Verfügung gestellt werden. Bei Wechselstromversorgung, wie etwa an Steckdosen im Haushalt, ist dies *eine* Phase mit Neutralleiter, und bei Drehstromversorgung, wie im System der allgemeinen Stromversorgung und auch bei großen Verbrauchseinrichtungen in Haushalten, sind es *drei* Phasen.

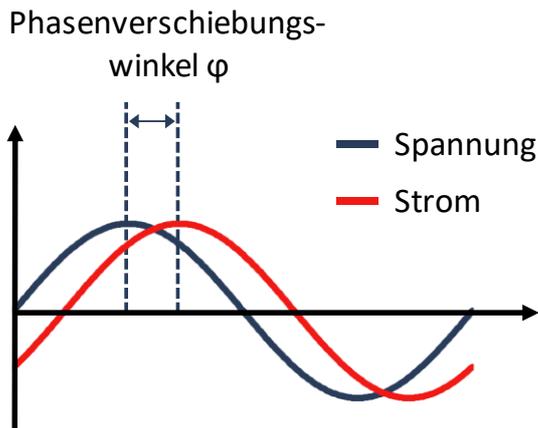


Bild 3.2: Auftreten einer Phasenverschiebung zwischen Spannungs- und Stromverlauf im Wechselstrom- bzw. Drehstromsystem

Das Auftreten von Phasenverschiebungen und Blindleistungsflüssen beruht somit auf den physikalischen Eigenschaften von Wechselstrom- und Drehstromnetzen und ist mit deren Betrieb unvermeidbar verbunden, quasi als Begleiterscheinung des eigentlich bezweckten Transports von Wirkleistung von den Erzeugern zu den Verbrauchern. Neben der mit dem Netzbetrieb verbundenen Blindleistung haben auch Verbraucher selbst einen Blindleistungsbedarf. Klassische „Verbraucher“ von Blindenergie sind bspw. elektrische Motoren oder leistungselektronische Anlagen und Geräte, zu denen z. B. auch LED-Lampen oder Netzteile von Computern oder Handys zählen.

Gleichstromsysteme – wie etwa Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) – verhalten sich diesbezüglich jedoch anders: Dort treten Leistungsflüsse für den Auf- und Abbau von elektrischen und magnetischen Feldern und damit Verzögerungen zwischen Strom- und Spannungsverlauf nur sehr kurzzeitig bei Zustandsänderungen wie z. B. Schaltvorgängen auf, nicht jedoch als dauernde betriebliche Begleiterscheinung.

### Zusammenhang zwischen Spannungshaltung und Blindleistungsmanagement

Blindleistungsflüsse wirken sich im Drehstromsystem stark auf die Spannungswerte – d. h. die „Amplituden“ der sinusförmigen Spannungsverläufe – an den Netzknoten aus. Die Wirkung der Blindleistung auf die Spannung hängt wesentlich von elektrischen Eigenschaften der Netzkomponenten, dem sogenannten R/X-Verhältnis, und somit von der Spannungsebene und dem Betriebsmitteltyp (z. B. Kabel oder Freileitung) ab. Die Netzbetreiber müssen diese Spannungswerte in eng definierten Grenzen halten, um eine ordnungsgemäße Funktion der an das Netz angeschlossenen Anlagen und Geräte zu ermöglichen und die Interoperabilität der Netze sicherzustellen. Die hierauf ausgerichtete Aufgabe der Spannungshaltung ist somit eng mit dem „Blindleistungsmanagement“ verbunden, unter dem hier die laufende Überwachung und Steuerung der Einspeisungen, Entnahmen und Transporte von Blindleistung im Netz verstanden wird. Für das Blindleistungsmanagement stehen unterschiedliche technische Optionen zur Verfügung:

- Netzbetreiber können durch Maßnahmen im eigenen Netz die Blindleistungs- und damit auch die Spannungssituation direkt beeinflussen, etwa durch Einsatz sogenannter Blindleistungs-Kompensationsanlagen (deren einziger Zweck die Erzeugung positiver oder negativer Blindleistung ist), durch Anpassung der Übersetzungsverhältnisse („Stufenstellung“)

von Transformatoren oder auch durch Änderung des Schaltzustands der Schaltanlagen in Netzstationen (d. h. Änderung der „Netztopologie“).

- Positive wie negative Blindleistung kann durch Erzeugungsanlagen bereitgestellt werden, was heute auch in großem Umfang geschieht. Sowohl Erzeugungsanlagen mit Synchrongeneratoren als auch solche mit leistungselektronischen Umrichtern verfügen über Möglichkeiten, den Phasenverschiebungswinkel an ihrem Netzanschlusspunkt gezielt zu beeinflussen und somit in stellbarem Umfang Blindleistung bereitzustellen. Hierauf bezieht sich die Angabe des „Verschiebungsfaktors“  $\cos\varphi$ , der aus dem Phasenverschiebungswinkel  $\varphi$  berechnet wird. Die Steuerung des Verschiebungsfaktors am Netzanschlusspunkt erfolgt häufig in Verbindung mit erzeugungsseitigen Einrichtungen zur Spannungsregelung.
- Auch Verbraucher können ihr Blindleistungsverhalten beeinflussen, sofern sie über eigene Kompensationsanlagen oder andere Möglichkeiten zur Steuerung ihres Blindleistungsverhaltens verfügen.

Die Aufgabe der Netzbetreiber im Rahmen der Spannungshaltung besteht somit darin, die Spannungs- und Blindleistungssituation im gesamten Netz unter Einsatz der verfügbaren Optionen und mit möglichst geringem Kostenaufwand jederzeit so zu steuern, dass die Spannungswerte an allen Netzknoten im zulässigen Bereich bleiben.

#### Zusammenfassung dieses Abschnitts

- Blindleistungsflüsse entstehen durch den Auf- und Abbau elektrischer und magnetischer Felder in der Umgebung von elektrischen Leitern, wie z. B. Leitungen, Transformatoren, Generatoren und Schaltanlagen. Sie sind eine unvermeidbare Begleiterscheinung des Transports von Wirkleistung in Wechselstrom- und Drehstromnetzen. Neben der mit dem Netzbetrieb verbundenen Blindleistung haben auch Verbraucher selbst einen Blindleistungsbedarf.
- Blindleistung hat eine starke Wirkung auf die Spannungswerte an den Netzknoten. Die Wirkung der Blindleistung auf die Spannung hängt wesentlich von elektrischen Eigenschaften der Netzkomponenten, dem sogenannten R/X-Verhältnis, und somit von der Spannungsebene und dem Betriebsmitteltyp (z. B. Kabel oder Freileitung) ab. Netzbetreiber müssen im Rahmen der Spannungshaltung daher das Blindleistungsverhalten und die Blindleistungsflüsse im Netz laufend überwachen und steuern.
- Zur Beeinflussung der Blindleistungsflüsse stehen vielfältige netzseitige, erzeugungsseitige und verbrauchsseitige technische Optionen zur Verfügung.
- Die Leistung, die bei gleichzeitigem Transport von Wirk- und Blindleistung über einen elektrischen Leiter insgesamt – genauer gesagt als geometrische Summe aus Wirk- und Blindleistung – auftritt, wird als Scheinleistung bezeichnet. Die maximal auftretende Scheinleistung ist die maßgebliche Bemessungsgröße für die Dimensionierung von Netzbetriebsmitteln. Damit wird deutlich, dass Wirk- und Blindleistung gemeinsam auf die Auslastung eines Betriebsmittels wirken.

## 3.2 Begrifflichkeiten zur Blindleistung

**In diesem Abschnitt werden die gebräuchlichsten Begriffe in Zusammenhang mit der Blindleistung vorgestellt, wie sie in diesem Bericht verwendet werden. Es wird zudem aufgezeigt, welche Begriffe irreführend sein können.**

### Abkürzungen und Einheiten

Blindleistung wird mit dem Formelzeichen  $Q$  abgekürzt und mit der Einheit „var“ bezeichnet. „var“ stammt aus dem Französischen von „Volt-Ampère-réactif“.

Blindarbeit wird in der Regel mit dem Formelzeichen  $W_q$  abgekürzt, die gebräuchliche Einheit der Blindarbeit ist die Kilovarstunde („kvarh“).

Wie in der Fachwelt üblich, wird jedoch  $Q$  häufig generisch als Kurzbezeichnung verwendet, wenn es nicht erforderlich ist, zwischen Arbeit und Leistung zu unterscheiden (z. B. Q-Bezug). Wenn die Unterscheidung zwischen Leistung und Arbeit erforderlich ist, werden die Begriffe in diesem Bericht explizit verwendet.

### Vorzeichen von Blindleistung und Zählpeilsysteme

In Schaltungen der Elektrotechnik zeichnet man „Stromzählpeile“ ein, um die Richtung von Spannungen und Strömen zu kennzeichnen. Es gibt zwei Arten der Darstellung: das **Erzeuger- und das Verbraucherzählpeilsystem**. Im Verbraucherzählpeilsystem wird eine Wirkleistungsaufnahme (also ein Verbrauch von Strom) mit einem positiven Vorzeichen gekennzeichnet. Eine Wirkleistungsabgabe (Erzeugung vom Strom) wird mit einem negativen Vorzeichen angegeben. Im Erzeugerzählpeilsystem ist dies umgekehrt.

Weil für die Blindleistung eine Induktivität im Verbraucherzählpeilsystem mit positiven Vorzeichen festgelegt wurde, ist die Scheinleistung (einer Phase) mathematisch über

$$\underline{S} = \underline{U} \cdot \underline{I}^*$$

definiert. Daraus folgt für die Berechnung der Blindleistung:

$$Q = U \cdot I \cdot \sin(\varphi_u - \varphi_i)$$

Aus dieser Gleichung geht hervor, dass die Blindleistung ein positives Vorzeichen besitzt, wenn der Strom der Spannung nacheilt. Im Verbraucherzählpeilsystem gilt dies für eine induktive Last (induktive Blindleistungsaufnahme, zum Beispiel bei einer Spule), während eine kapazitive Last zu einem negativen Vorzeichen der Blindleistung führt (kapazitive Blindleistungsaufnahme, zum Beispiel bei einem Kondensator). Im Erzeugerzählpeilsystem bedeutet ein positives Vorzeichen der Blindleistung eine induktive Blindleistungsabgabe (Verhalten einer Kapazität). Ein negatives Vorzeichen resultiert für die Blindleistung über einer Induktivität, wenn diese im Erzeugerzählpeilsystem betrachtet wird (kapazitive Blindleistungsabgabe). Die Vorzeichenkonvention ist in Bild 3.3 für Induktivitäten und Kapazitäten in beiden Zählpeilsystemen veranschaulicht.

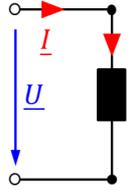
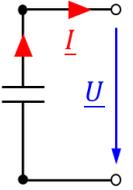
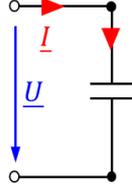
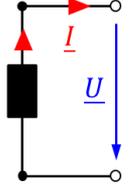
	Verbraucherzähl- pfeilsystem	Erzeugerzähl- pfeilsystem
$Q > 0$	Induktive Blindleistungsaufnahme 	Induktive Blindleistungabgabe 
$Q < 0$	Kapazitive Blindleistungsaufnahme 	Kapazitive Blindleistungabgabe 

Bild 3.3: Begrifflichkeiten und Vorzeichen der Blindleistung am Beispiel einer Induktivität und Kapazität in den beiden Zählpfeilsystemen

Unabhängig vom Vorzeichen der Blindleistung, also vom Zählpfeilsystem, besteht die **Wirkung einer induktiven Blindleistungsaufnahme in einer Spannungsabsenkung**. Umgekehrt führt eine **induktive Blindleistungsabgabe bzw. kapazitive Blindleistungsaufnahme zu einer Spannungsanhebung**. Angelehnt an die übliche Bezeichnung für das Blindleistungsverhalten eines Synchrongenerators spricht man bei spannungsanhebender Wirkung auch von einem übererregten Zustand und bei einer spannungsabsenkenden Wirkung von einer Untererregung. Diese Bezeichnungen gehen darauf zurück, dass das Vorzeichen des Blindleistungsverhaltens bei Synchrongeneratoren vom „Erregungsstrom“ abhängt. Bei Festlegung eines Zählpfeilsystems kann man aus dem Vorzeichen auf die Spannungswirkung schließen. Im Verbraucherzählpfeilsystem wirkt Blindleistung mit positivem Vorzeichen spannungsabsenkend und mit negativem Vorzeichen spannungsanhebend.

Bild 3.4 fasst diese Begrifflichkeiten im P-Q-Diagramm zusammen. Im Verbraucherzählpfeilsystem umfasst das untererregte Verhalten im P-Q-Diagramm die Quadranten I und II.

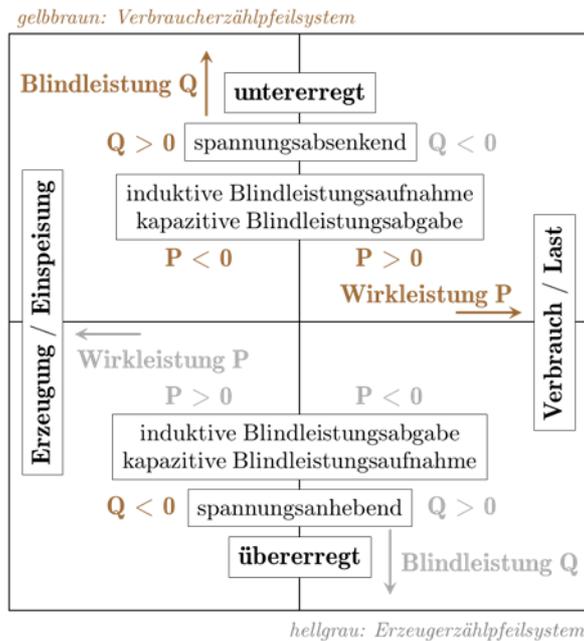


Bild 3.4: Begrifflichkeiten und Vorzeichen der Blindleistung im P-Q-Diagramm

### Bezug und Lieferung von Blindleistung

Daneben wird manchmal auch von einem Blindleistungsbezug oder einer Blindleistungslieferung gesprochen. Prinzipiell kann das Wort Blindleistungsbezug synonym für Blindleistungsaufnahme und das Wort Blindleistungslieferung synonym für Blindleistungsabgabe verwendet werden. Auch hier muss mit angegeben werden, ob es sich um einen induktiven oder kapazitiven Blindleistungsbezug bzw. -lieferung handelt, um die Spannungswirkung eindeutig zu beschreiben.

Problematisch im Umgang mit diesen Ausdrücken ist die positive oder negative Suggestion. Mit den Worten Blindleistungsabgabe und -lieferung wird oftmals ein systemdienliches Verhalten verbunden, während mit den Worten Aufnahme und Bezug ein nachteiliges oder systemschädliches Verhalten suggeriert wird. Dies ist jedoch irreführend:

Zum einen ist eine induktive bzw. kapazitive Blindleistungsaufnahme systemstabilisierend, wenn sich das Netz in einem übererregten bzw. untererregten Betriebszustand befindet. Zum anderen kann beispielsweise eine kapazitive Blindleistungsabgabe dem Anschlussnetzbetreiber zur Spannungshaltung zwar dienlich sein, gleichzeitig aber schädlich für die Blindleistungsbilanz und damit für die Spannungshaltung beim vorgelagerten Netzbetreiber. Der für dieses Beispiel erforderliche induktive Blindleistungsbezug bzw. die kapazitive Blindleistungslieferung der spannungshaltenden Erzeugungsanlage muss von anderer Stelle erfolgen. Ein Rückschluss auf ein systemdienliches oder der Stabilität abträgliches Verhalten kann also aus den Begriffen nicht ohne Weiteres erfolgen.

### Blindleistungsbedarf und -quelle

Ebenso darf das Wort Blindleistungsbedarf nicht wertend verstanden werden. Das Wort drückt aus, dass ein Bedarf besteht, der von einer anderen Quelle gedeckt werden muss, um einen ausgeglichenen Saldo zu erhalten. Der Bedarf eines Elementes kann aber die Quelle für den

Bedarf eines anderen Elementes sein. Insofern kann auch aus diesem Begriff nicht auf eine Systemdienlichkeit des Verhaltens geschlossen werden.

### Blindleistungsverhalten

Um solche irreführenden Suggestionen zu vermeiden, sollte stattdessen von *Blindleistungsverhalten* gesprochen werden. Das *Blindleistungsverhalten* beschreibt *die Reaktion einer Anlage, eines Betriebsmittels oder Netzes auf die Strom- und Spannungsverhältnisse oder äußere Vorgaben im Hinblick auf Q-Bezug und -abgabe. Es ist ein Oberbegriff, der sowohl Erzeugung und Verbrauch von Blindleistung erfasst* (FNN, 2014). Der Begriff des *Blindleistungsverhaltens* ist neutral und lässt keinen Schluss auf die Systemdienlichkeit zu. Erst in Verbindung mit einer Systembetrachtung können damit positive oder negative Folgen in technischer, wirtschaftlicher oder energetischer Hinsicht beschrieben werden.

### Blindleistungsvermögen und -fähigkeit

Das **Blindleistungsvermögen** beschreibt die Höhe der abhängig von der Wirkleistungssituation dauerhaft bereitstellbaren induktiven und kapazitiven Blindleistung (FNN, 2014). Die Definition stellt klar, dass das *Blindleistungsvermögen* einer Anlage abhängig von dem aktuellen Betriebspunkt ist. Davon zu unterscheiden ist die technisch maximale bereitstellbare Blindleistung einer Anlage.

Bei Netzen bzw. Netzteilen beschreibt *das Vermögen, in welchem Maße sich die Grenzen im Blindleistungsverhalten bei einem bestimmten Wirkleistungsverhalten (Rand des Wirk-Blindleistungsverhaltens) dauerhaft beeinflussen lassen* (FNN, 2014).

Als Synonyme werden auch die Begriffe **Blindleistungsfähigkeit**, **Blindleistungstellbereich** und **Blindleistungstellfähigkeit** verwendet.

### Blindleistungsanbieter und -verbraucher

Für diesen Bericht werden außerdem die Begriffe *Blindleistungsanbieter* und *Blindleistungsverbraucher* verwendet. Dabei handelt es sich nicht um technische Begriffe, sondern die Begriffe beschreiben die Rolle der Akteure im Markt.

Als **Blindleistungsanbieter** werden Netznutzer bezeichnet, die ihr *Blindleistungsverhalten* auf Anweisung des Netzbetreibers gezielt bereitstellen bzw. verändern. Das Vorzeichen der Blindleistung spielt dabei keine Rolle. Entscheidend ist die Fähigkeit des Anbieters, sein *Blindleistungsverhalten* gemäß Vorgaben gezielt steuern zu können. Als *Blindleistungsanbieter* können alle Netznutzer auftreten (Erzeuger, Speicher, Verbraucher etc.)

Als **Blindleistungsverbraucher** werden Netznutzer bezeichnet, die ihr *Blindleistungsverhalten*

#### Zusammenfassung dieses Abschnitts

- Zur Beschreibung der Blindleistung und ihrer Systemwirkung gibt es viele Begrifflichkeiten. Die Verwendung einheitlicher und vollständiger Bezeichnungen ist daher notwendig.
- Im Verbraucherzählpfeilsystem hat Blindleistung mit einem positiven Vorzeichen eine spannungsabsenkende Wirkung, Blindleistung mit einem negativen Vorzeichen eine spannungshebende Wirkung.
- Die Begriffe zur Blindleistung sind teilweise irreführend, weil sie eine positive oder negative Wirkung suggerieren. Aus den Begriffen kann jedoch nicht auf die Systemdienlichkeit des Verhaltens geschlossen werden. Dafür ist immer eine Systemanalyse notwendig.

## Begrifflichkeiten und Abgrenzungen

nicht auf Anweisung des Netzbetreibers beeinflussen oder ändern können. Grundsätzlich können alle Netznutzer Blindleistungsverbraucher sein.

## 4 Fachliche Grundlagen zu ausgewählten Aspekten

### 4.1 Technische Aspekte

#### 4.1.1 Blindleistungsverhalten von Netzbetriebsmitteln und Netznutzern

##### Blindleistungsverhalten von Transformatoren

Transformatoren zeigen ein ausschließlich untererregtes Betriebsverhalten. Die induktive Blindleistungsaufnahme wird bestimmt von der eigenen Reaktanz und ist dabei quadratisch abhängig vom Belastungsstrom. Für systemische Betrachtungen zur Blindleistung relevant sind hier sowohl der Fall schwache Belastung / Leerlauf wie auch der Fall hoch ausgelasteter Transformatoren.

##### Blindleistungsverhalten von Leitungen

Im Gegensatz zu Transformatoren können Leitungen auch ein übererregtes Verhalten zeigen. Insbesondere bei schwacher Auslastung bzw. im Leerlauf. Auch hier verändert sich das Blindleistungsverhalten nahezu quadratisch mit dem Belastungsstrom. Die kapazitive Blindleistungsaufnahme wird dabei zunehmend durch eine induktive Blindleistungsaufnahme überlagert und kann sich bei hohen Auslastungszuständen in einem insgesamt induktiven Blindleistungsverhalten äußern. Kabel unterscheiden sich von Freileitungen durch eine ausgeprägtere kapazitive Blindleistungsaufnahme insbesondere bei schwacher Auslastung bzw. im Leerlauf. Teilweise verbleibt das resultierende Blindleistungsverhalten von Kabeln auch bei Nennbelastung im übererregten Bereich. Freileitungen, die im Höchst- und Hochspannungsnetz eingesetzt sind, zeigen hingegen bei Nennleistung ein stark induktives, untererregtes Blindleistungsverhalten. Für systemische Betrachtungen zur Blindleistung relevant sind hier sowohl der Fall schwacher Belastung / Leerlauf wie auch der Fall hoch ausgelasteter Leitungen.

##### Blindleistungsverhalten von Wirkleistungsverbrauchern

Für die Gesamtbetrachtung ist das Blindleistungsverhalten von Wirkleistungsverbrauchern von hoher Bedeutung. Wie zahlreiche Messungen von Wirkleistungsverbrauchern belegen, kann es selbst innerhalb einer Branche zu sehr unterschiedlichen Verhaltensmustern kommen. Grundsätzlich kann neben einem ohmsch-induktiven Verhalten auch ohmsch-kapazitives Verhalten festgestellt werden. Je nach Netzzustand wirken damit die Wirkleistungsverbraucher unterschiedlich belastend bzw. entlastend. Ein Blindleistungsaustausch mit dem Netz ist dabei nur in definierten Grenzen zulässig.

##### Blindleistungsverhalten von Erzeugungsanlagen und Speichern

Von den meisten Erzeugungsanlagen und Speichern wird heutzutage ein Blindleistungsstellbereich entsprechend den TAR gefordert, der sich für die verschiedenen Spannungsebenen unterscheiden kann. Speicher aber auch Erzeugungsanlagen sind in Zeiten, in denen sie keine Wirkleistung einspeisen und nicht vom Netz getrennt sind, Wirkleistungsverbraucher. In diesen Zeiten ist ihr Blindleistungsverhalten bspw. durch Anschlussleitungen und die interne Verkabelung geprägt, welches sie i. d. R. durch Kompensationseinrichtungen beeinflussen müssen, um den Blindleistungsaustausch in den in den TAR definierten Grenzen zu halten. Auch als

Wirkleistungsverbraucher werden Erzeugungsanlagen und Speicher hinsichtlich ihres zulässigen Blindleistungsverhaltens grundsätzlich vergleichbar mit anderen Wirkleistungsverbrauchern behandelt.<sup>3</sup>

#### 4.1.2 Anwendungsfälle von Blindleistung

Aus technischer Sicht muss man beim Einsatz von Blindleistung verschiedene Anwendungsfälle unterscheiden (s. (FNN, 2014), S. 23 f). Wie bei der Wirkleistung braucht es auch bei der Blindleistung verschieden schnell reagierende technische Einheiten, die mit Reaktionszeiten vom Millisekunden- bis zum Minutenbereich ihr Blindleistungsverhalten anpassen können. In den TAR wird insofern zwischen der statischen Spannungshaltung und dynamischer Netzstützung unterschieden. Unter der statischen Spannungshaltung ist die Bereitstellung von Blindleistung durch eine Erzeugungsanlage zur Spannungshaltung zu verstehen. Durch die statische Spannungshaltung sollen langsame (quasistationäre) Spannungsänderungen in verträglichen Grenzen gehalten werden. Ziel der dynamischen Netzstützung ist es, bei kurzzeitigen Spannungseinbrüchen oder -erhöhungen eine ungewollte Abschaltung von Erzeugungsleistung und damit eine Gefährdung der Netzstabilität durch spannungsebenenabhängige Einspeisung eines Blindstromes zu verhindern. Für die Produktdefinition müssen Methoden zur Ermittlung der notwendigen statischen und dynamischen Blindleistungsbedarfe entwickelt und abgestimmt werden. Dies ist insofern relevant, weil die verschiedenen Technologien und Kompensationsanlagen zur Erbringung von Blindleistung unterschiedliche Reaktionszeiten und Stufenhöhen besitzen und deshalb auch unterschiedlich hinsichtlich den verschiedenen Anwendungsfällen geeignet sind.

Blindleistung wird auch für den Netzwiederaufbau benötigt (siehe (INA, OTH, 2016), Kap. 5.2). Um möglichst hohe Synergieeffekte zu erzielen, sollten bei der Produktgestaltung auch Einsatzzwecke im gestörten Betrieb sowie beim Netzwiederaufbau abgedeckt werden (siehe (INA, OTH, 2016), Kap. 5.5.1 und 5.6). Damit kann vermieden werden, dass in ineffizientem Umfang Blindleistungskompensationsanlagen errichtet werden. Gleichzeitig muss sichergestellt sein, dass die Netzbetreiber im Fall eines gestörten Netzbetriebs oder beim Netzwiederaufbau in ausreichendem Umfang auf Blindleistungsquellen zurückgreifen können, um die Netz- und Systemsicherheit jederzeit gewährleisten zu können. Deswegen braucht es auch Methoden, um den Blindleistungsbedarf für den Netzwiederaufbau zu ermitteln.

#### 4.1.3 Transportierbarkeit von Blindleistung<sup>4</sup>

Für die Modellgestaltung ist es relevant, wie weit Blindleistung technisch transportiert werden kann. Dieser Abschnitt beschreibt, wie weit Blindleistung innerhalb eines Netzes (horizontal) transportiert werden kann und wie weit sie über Netzebenen hinweg (vertikal) transportiert werden kann. Außerdem wird aufgezeigt, wie Netzrestriktionen (z.B. Übertragungsfähigkeit bei hoher Leitungsauslastung, Netzverluste und Schutzauslösung) den Transport einschränken. Am Ende dieses Abschnitts wird darauf hingewiesen, dass bei der Bewertung der Blindleistung –

---

<sup>3</sup> Beispiel Ausnahme in TAR MS: Bei Erzeugungsanlagen ist eine kapazitive Aufnahme von Blindleistung (übererregt) in Höhe von 2% der vereinbarten Anschlusswirkleistung, unabhängig von der momentanen Wirkleistungsaufnahme, zulässig.

<sup>4</sup> Einige Kommissionsmitglieder sprechen sich dafür aus, im Titel den Begriff „Austausch“ anstelle von „Transportierbarkeit“ zu verwenden. Andere Kommissionsmitglieder präferieren jedoch die Nennung von „Transportierbarkeit“, da in diesem Abschnitt diskutiert werden soll, wie weit Blindleistung technisch transportiert werden kann.

auch hinsichtlich der Transportierbarkeit – die Wirksamkeit dem Nutzen gegenübergestellt werden muss.

### Grundlagen zur Transportierbarkeit

Wie bei der Wirkleistung muss auch bei der Blindleistung – bei Betrachtung des Gesamtsystems – zu jedem Zeitpunkt eine ausgeglichene Bilanz vorherrschen. Während die Frequenz im gesamten Verbundnetz praktisch gleich ist, bestimmen die Spannungsabfälle über den Netzbetriebsmitteln die Spannungsverhältnisse im Netz. Daraus resultiert im Gegensatz zur Frequenz eine Belastungs- und Ortsabhängigkeit der Spannung. Prinzipiell stellen sich im Netz die geringsten Spannungsunterschiede dann ein, wenn die Wirkleistung sowie Blindleistung an jedem Knoten ausgeglichen sind. Ist dies an einem Knoten nicht gegeben, entsteht für diesen Knoten separat betrachtet ganz allgemein ein Blindleistungsbedarf, welcher induktiv bzw. kapazitiv sein kann. Folglich muss die Blindleistung von einer anderen Stelle hertransportiert werden. Dabei erhöht sich der (Schein)Strom über die zuführende Leitung, was ihrerseits zu einem geänderten Blindleistungsverhalten – und bei separater Betrachtung der Leitung zu einem geänderten Blindleistungsbedarf der Leitung – führt. Infolgedessen kann sich der gemeinsame Blindleistungsbedarf der Leitung und des Knotens erhöhen oder – bei gegensätzlichem Blindleistungsverhalten dieser beiden – verringern. Letztlich resultiert aus der Überlagerung des Blindleistungsverhaltens aller Knoten und Betriebsmittel ein Blindleistungssaldo, welches über weitere Anlagen ausgeglichen werden muss.

Mit Blindleistung kann an einem Netzknoten die Spannung beeinflusst werden. Für die grundsätzlichen mathematischen Zusammenhänge zwischen der Blindleistung bzw. Wirkleistung und den Spannungsverhältnissen über einer Leitung reicht das vereinfachte Ersatzschaltbild einer Leitung unter Vernachlässigung ihrer Querleitwerte.

Danach lässt sich der Spannungsfall  $\Delta U$  über einer Leitung in einen Längsspannungsfall  $\Delta U_L$ :

$$\Delta U_L = I \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi) = I_{\text{wirk}} \cdot R + I_{\text{blind}} \cdot X$$

und einen Querspannungsfall  $\Delta U_q$ :

$$\Delta U_q = I \cdot (X \cdot \cos\varphi - R \cdot \sin\varphi) = I_{\text{wirk}} \cdot X - I_{\text{blind}} \cdot R.$$

zerlegen.

Im weiteren Verlauf wird zunächst der Einfluss der Blindleistung bzw. des Blindleistungstransportes auf die Spannung vertieft, bevor am Ende auf den Einfluss der Blindleistung auf die Strombelastungen und Verluste der Netzbetriebsmittel eingegangen wird.

### Horizontaler Blindleistungstransport

Den auslegungsrelevanten Spannungsfall bestimmt vor allem der Längsspannungsfall. Daraus wird ersichtlich, dass im Wesentlichen sowohl der Wirkleistungstransport über die Resistanz der Leitung auf die Spannungsverhältnisse wirkt als auch der Blindstrom bzw. die Blindleistung, über die in Verbindung mit der Leitungsreaktanz die Spannung angehoben bzw. abgesenkt werden kann.

Aus diesem Zusammenhang wird deutlich, dass über Blindleistung die Spannung negativ sowie positiv beeinflusst werden kann. Demnach können Netznutzungsfälle auftreten, in denen das Blindleistungsverhalten bzw. der Blindleistungsbedarf von Netzkunden spannungsstützend, aber auch spannungsschädlich wirken kann. Daneben können Anlagen mit entsprechend re-

gelbarem Blindleistungsverhalten einen grundsätzlich spannungsstützenden Blindleistungstransport auslösen.

Aus obigen Gleichungen wird auch deutlich, dass die Spannungsbeeinflussung von den Werten für die jeweils wirksame Resistanz und Reaktanz abhängt. Entsprechend dem R/X-Verhältnis der wirksamen Netzimpedanz sowie den kapazitiven Ladeleistungen der Leitungen führen der Wirk- und Blindleistungstransport bei gleicher Spannungsveränderung zu unterschiedlichen überbrückbaren räumlichen Wegstrecken, wobei hier relevante Netznutzungsfälle zu betrachten sind. Diese sind zum einen der Fall schwacher Netzbelastung / Leerlauf (keine / geringe Leistungsbezug aus dem Netz und keine / geringe Einspeisung), zum anderen der Fall hoher Netzauslastung (hoher Leistungsbezug aus dem Netz bei keiner / geringer Einspeisung oder Starkeinspeisung bei geringem Leistungsbezug und Einsatz der Blindleistung zur Spannungshaltung).

Auf Niederspannungskabeln erfährt aufgrund des größeren R/X-Verhältnisses dieser Leitungen in dieser Hinsicht der Blindleistungstransport eine geringere Einschränkung als der Wirkleistungstransport. Auf Niederspannungs-Freileitungen ergeben sich im Vergleich zu den Kabeln geringere Transportentfernungen für die Blindleistung aufgrund des kleineren R/X-Verhältnisses.

Auf Hoch- und Höchstspannungsleitungen ist aufgrund des R/X-Verhältnisses der Leitungen die überwindbare Strecke für den Blindleistungstransport erheblich stärker eingeschränkt als für den Wirkleistungstransport. Gleichfalls bedeutet dies, dass eine Wirkleistungseinspeisung in einem Niederspannungsnetz einen erheblichen Einfluss auf den Spannungsabfall haben kann, während der Einfluss auf den Spannungsabfall einer Wirkleistungseinspeisung im Hoch- und Höchstspannungsnetz im Verhältnis geringer ist.

Einflussnehmend auf die Spannungsverhältnisse ist auch, dass der Blindleistungstransport dem Wirkleistungsfluss überlagert ist (siehe Abschnitt 6.1).

Die überbrückbaren horizontalen Distanzen hängen einerseits davon ab, welche Spannungsänderungen möglich oder tolerierbar sind und andererseits von der zu übertragenden Wirkleistung, d. h. vom Netzzustand und der Netzbelastung. Daraus ergeben sich auch unterschiedliche Werte für induktive und kapazitive Blindleistung. Liegt die Spannung in der oberen Hälfte des zulässigen Spannungsbandes kann ein induktiver Blindleistungsbezug bzw. eine kapazitive Blindleistungslieferung weiter transportiert werden als ein kapazitiver Blindleistungsbezug bzw. induktive Blindleistungslieferung. Umgekehrt verhält es sich bei niedrigem Spannungsniveau im Netz. Nur wenn die Spannung an einem Ort an der unteren (oberen) Spannungsbandgrenze liegt, kann keine zusätzliche Blindleistung untererregter (übererregter) Natur transportiert werden.

Neben der Spannung muss zwingend auch auf die Stromtragfähigkeit der Netzbetriebsmittel geachtet werden. Auch hierbei ist zu unterscheiden, welcher Belastungszustand (ohmsch-induktiv oder ohm-kapazitiv) der Betriebsmittel vorliegt und welches Vorzeichen die zusätzlich zu transportierende Blindleistung hat. Bei entgegengesetztem Vorzeichen führt der kompensierende Effekt zur Betriebsmittelentlastung. Bei gleichem Vorzeichen erhöht sich der Scheinstrom. Dieser ist wiederum verantwortlich für die Auslastung sowie die elektrischen Verluste in den Netzbetriebsmitteln. Zur Minimierung der Netzverluste sollte der Blindleistungstransport gering sein. Dies kann jedoch kontraproduktiv zur Spannungshaltung sein.

Die Strom- und Spannungsgrenzen werden im Normalbetrieb nicht ständig erreicht. Außerdem nehmen nicht alle Leitungen auslegungsrelevante Betriebszustände ein.

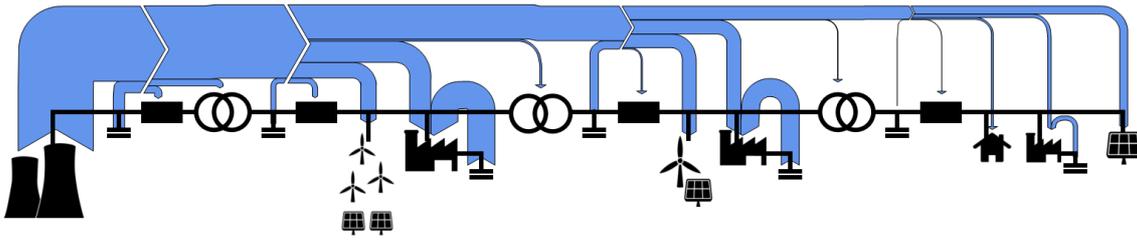
Mit der Integration der EE-Anlagen werden zunehmend Netze an ihren Belastungsgrenzen betrieben. Durch innovative Maßnahmen wie beispielsweise Einspeisespitzenkappung und Leiterseilmonitoring zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs kann erwartet werden, dass ein zunehmender Anteil der Netze zeitlich betrachtet länger an ihren Auslastungsgrenzen betrieben werden. Dies gilt vor allem in den höheren Spannungsebenen, in denen schon heute Einspeisemanagement intensiv genutzt werden muss. Von daher können sich in einzelnen Netzabschnitten auch höhere Zeitanteile von bis zu einigen Prozent der Gesamtzeit ergeben, in den das Netz vollständig ausgelastet und ein weiterer Blindleistungseinsatz eingeschränkt ist.

### **Vertikaler Blindleistungstransport**

Zur Spannungshaltung im Übertragungsnetz wird derzeit Blindleistung vorwiegend aus den dort angeschlossenen Großkraftwerken eingesetzt. Im Gegensatz dazu wurde in den unteren Spannungsebenen die dortige Spannung wesentlich über die Stufung von Transformatoren eingestellt und auf eine Spannungs-Blindleistungsregelung weitgehend verzichtet. Selbst Kompensationsanlagen zur Beeinflussung des Blindleistungsaustauschs und damit als Beitrag zur Spannungshaltung im Übertragungsnetz wurden im Verteilungsnetz nur selten installiert. Das Blindleistungssaldo konnte früher – und auch noch in den Anfangsjahren der Energiewende – über die Kraftwerke im Höchstspannungsnetz sowie dort angeschlossener Kompensationsanlagen gedeckt werden.

Die damit verbundenen Blindleistungsflüsse wurden aber begrenzt, indem Netznutzern über die TAB oder bilateral verhandelte Anschlussverträge zulässige Grenzen im Blindleistungsaustausch gesetzt werden. Diese werden meist über den Verschiebungsfaktor definiert und liegen i. d. R. im Bereich von 0,90 bis 0,95. Den über den zulässigen Bereich hinausgehenden Blindleistungsbedarf müssen also die Netznutzer selbst kompensieren. Der Großteil der benötigten Blindleistung wurde aber von den Großkraftwerken über die HÖS-Leitungen zu den HÖS-/HS-Verknüpfungspunkten und innerhalb des Verteilungsnetzes bis hin zu den Ausläufern der NS-Netze geliefert.

Bild 4.1 zeigt schematisch den Blindleistungsfluss vom Großkraftwerk über das Verteilungsnetz hin zu den Kunden für einen exemplarischen Netznutzungsfall. Teilweise kommt es zu Kompensationseffekten im Blindleistungsverhalten der Netzbetriebsmittel und Kunden. Dennoch verbleiben Saldi der Blindleistungsflüsse, die sich von den Niederspannungsnetzen bis hin zum Übertragungsnetz fortsetzen bzw. aufsummieren können. Demnach machen sich grundsätzlich auch Änderungen im Blindleistungsverhalten der zahlreichen Netznutzer (sowie der Netzbetriebsmittel) in den untersten Netzebenen im gesamten System bemerkbar. Dies gilt übertragen auch für den Einsatz von Blindleistung zur Spannungshaltung.



*Bild 4.1: Schematische Darstellung der Blindleistungsflüsse im gesamten Stromnetz für einen exemplarischen Netznutzungsfall*

Der vertikale Blindleistungstransport kann ebenso wie der horizontale auf Strom- und Spannungsgrenzen stoßen. Bis zur Umspannungsebene Hoch-/Mittelspannung (Netzebene 4) sind jedoch Regeltransformatoren vorhanden, die mögliche Spannungsbeeinflussungen ausregeln können, z. B. um Blindleistung aus dem Verteilungsnetz für vorgelagerte Spannungsebenen bereitzustellen oder zusätzliche Spannungsabfälle über den Transformator zu kompensieren. Allerdings ist auf deren maximal mögliche Regelbereiche zu achten. Einschränkungen infolge der Stromtragfähigkeit sind ebenfalls zu berücksichtigen.

Der Umbau des Energieversorgungssystems einschließlich von Leistungsflussänderungen wird bei gleichen Effekten zu neuen Herausforderungen in der Umsetzung führen.

#### **Auswirkungen des Blindleistungsverhaltens bzw. der Blindleistungserbringung auf die Blindleistungsbilanz der vorgelagerten Netzebenen**

Blindleistungseinsätze in unteren Spannungsebenen können einen erheblichen Einfluss auf das Übertragungsnetz bzw. Gesamtsystem haben. Grundsätzlich lässt sich zeigen, dass sich eine Veränderung des Blindleistungsverhaltens im Mittel- und Niederspannungsnetz – zumindest bei normalen Auslastungszuständen der Netzbetriebsmittel und abgesehen von ihrem Einfluss auf die Spannung – wie die Wirkleistung fast eins zu eins bzw. mit ähnlichen Verstärkungseffekten im Q-Haushalt bzw. Q-Saldo des Übertragungsnetzes abbildet. Die Verstärkungseffekte werden vor allem über Transformatoren und Freileitungen erzielt. Kabel führen aufgrund ihrer geringeren Reaktanzen zu einer geringeren Abweichung vom Blindleistungseinsatz. Eine große Rolle spielt dabei die Netzbelastung selbst. Je höher die Netzbetriebsmittel belastet sind, desto größer wird der Verstärkungseffekt.

Beim Blindleistungseinsatz können sich aber auch Abschwächungseffekte einstellen. Sie treten in Schwachlastzeiten mit geringem Blindleistungsaustausch auf.

Theoretisch ist auch vorstellbar, dass ein Blindleistungseinsatz vollständig zunichte gemacht wird bzw. sogar eine gegenteilige Wirkung<sup>5</sup> hervorruft. Diesem Aspekt ist bei aktivem Blindleistungsmanagement mit einer Bereitstellung von Blindleistung für vorgelagerte Spannungsebenen unbedingt Rechnung zu tragen.

Ebenso ist zu beachten, dass die Blindleistung einen größeren Einfluss auf die Spannung ausüben kann als die Wirkleistung. Unter Beachtung dieser Unterschiede bzw. Gegebenheiten ist

---

<sup>5</sup> Dazu sei folgendes Gedankenexperiment hilfreich: befindet sich in der Mitte eines (einheitlich ausgeführten) Netzstranges eine Anlage, die mit Blindleistung auf einen Spannungswert ohne Hysterese regelt, würde diese mit doppelter Blindleistung, aber mit umgekehrtem Vorzeichen reagieren, wenn ein Blindleistungseinsatz am Strangende erfolgt.

festzuhalten, dass es sowohl für Wirk- als auch für Blindleistung grundsätzlich eines Koordinationsprozesses für den Umgang mit Netzrestriktionen bedarf<sup>6</sup>. Auch zunehmende Verkabelung und ein sich ggf. veränderndes Blindleistungsverhalten von Netznutzern spielen eine Rolle.

Es ist also grundsätzlich nicht auszuschließen, dass konträre Blindleistungsanforderungen vorliegen, bei dem beispielsweise der ÜNB einen geringeren induktiven Blindleistungsbezug bzw. eine zusätzliche kapazitive Blindleistungslieferung aus dem Verteilungsnetz abrufen möchte, infolgedessen spannungsblindleistungsregelnde Anlagen im Verteilungsnetz aber mit entgegengesetztem Blindleistungsverhalten antworten. Solche Situationen würden jedoch anzeigen, ob die Spannungshaltung im Verteilungsnetz durch Blindleistung zu zusätzlichem Bedarf an zu installierenden Kompensationsanlagen führt. In diesem Fall wäre für die Bewertung der Spannungsblindleistungsregelung nicht nur der Aufwand für die Blindleistungsbereitstellung seitens der Erzeugungs- oder Speicheranlagen, sondern auch der für die Gegenkompensation erforderlichen Anlage anzusetzen.

### Wirksamkeit-Nutzen-Analyse

Grundsätzlich stimmt die Aussage, dass Blindleistung einen starken Ortsbezug hat und nicht in großem Umfang über weite Strecken transportiert werden kann. Dabei muss man sich aber von der Vorstellung lösen, dass die Blindleistung zu einem bestimmten Punkt fließen muss bzw. genau an diesem erbracht werden muss. Die Beeinflussung der Spannung kann auch abseits des optimalen Wirkungspunktes (hinsichtlich der Spannungsbeeinflussung) erfolgen, wenn die wirtschaftlichen Vorteile den resultierenden Mehrbedarf an Blindleistung überkompensieren.<sup>7</sup>

Die Blindleistung muss nicht genau an einem Ort bereitgestellt werden. Stattdessen sollte eher von einem Einzugsgebiet gesprochen werden, innerhalb dessen die Wirksamkeit bzw. Effektivität der Blindleistung (hinsichtlich ihrer technischen Wirkung) von einem optimalen Netzknotten aus zwar abnimmt, aber durchaus die Effizienz bzw. der Nutzen (hinsichtlich einer Gesamtkostenbewertung) auch an anderen Stellen gegeben oder sogar höher ist. Bei der Blindleistungsbeschaffung und dem Blindleistungsmanagement ist daher eine spannungsebenenübergreifende Wirksamkeit-Nutzen-Analyse (bzw. Effektivität-Effizienz-Analyse) durchzuführen.

---

<sup>6</sup> Als Beispiel sei das Konfliktpotenzial zwischen Regelleistungsabruf und Netzsicherheitsmaßnahmen angeführt. Wenn der Regelleistungsabruf eine Netzsicherheitsmaßnahme auslöst, kann dieser dadurch teilweise oder sogar vollständig zunichtegemacht werden. Prinzipiell sind auch hier Situationen vorstellbar, in denen ein Abruf von positiver Regelleistung zu einem insgesamt höheren Wirkleistungsverlust führt, als durch die Regelleistung ausgeglichen werden sollte. Zur Vermeidung solcher unerwünschten Konfliktsituationen erfordert die Etablierung geeigneter Koordinierungsprozesse, die auch auf die Blindleistung übertragen werden können.

<sup>7</sup> Gedankenexperiment am Beispiel eines einseitig gespeisten homogenen Stranges, in dessen Mitte eine Blindleistungsquelle angeschlossen ist: Hinsichtlich der Spannungsbeeinflussung wäre das Strangende der optimale Platz für die Blindleistungserbringung im Sinne der effektivsten Stelle mit dem geringsten Blindleistungsbedarf. Die Blindleistungsquelle muss für dieselbe spannungsabsenkende Wirkung rund die doppelte Blindleistung aufbringen. Im Sinne minimaler Blindleistungserbringung ist die Blindleistungsquelle also nur halb so effektiv. Dennoch kann u. U. mit ihrer Blindleistung die Spannungshaltung effizienter umgesetzt werden, wenn beispielsweise die spezifischen Kosten für die Blindleistungserbringung am Strangende mehr als das Doppelte betragen. Mit Blick auf die Bilanzierung reicht es sogar, wenn die Blindleistung innerhalb der Bilanzgrenzen abgerufen wird.

#### **Zusammenfassung dieses Abschnitts**

- Wirk- und Blindleistungsflüsse bestimmen die Spannungsabfälle über den Netzbetriebsmitteln und damit die Spannungsverhältnisse. Daraus resultiert eine Belastungs- und Ortsabhängigkeit der Spannung.
- Für die künftige Beschaffung von Blindleistung müssen zunächst Methoden abgestimmt werden, um den Q-Bedarf mit unterschiedlichen Reaktionszeiten und den Q-Bedarf für den Netzwiederaufbau einheitlich zu ermitteln.
- Die überbrückbaren horizontalen und vertikalen Distanzen für den Blindleistungstransport hängen im Wesentlichen davon ab, welche Spannungsänderungen tolerierbar sind. Daher sind der Netzzustand und die Netzbelastung entscheidend für die Q-Transportierbarkeit, die damit wiederum zu verschiedenen Zeitpunkten unterschiedlich hoch sein kann. Blindleistungstransport beeinflusst die für den Wirkleistungstransport zur Verfügung stehende Kapazität. Auslegungsrelevante, zu betrachtende Netznutzungsfälle sind dabei insbesondere der Fall schwacher Netzbelastung / Leerlauf (kein / geringer Leistungsbezug aus dem Netz und keine / geringe Einspeisung) sowie der Fall hoher Netzauslastung (hoher Leistungsbezug aus dem Netz bei keiner / geringer Einspeisung oder Starkeinspeisung mit Spannungshaltung durch Blindleistung bei geringem Leistungsbezug).
- Für eine bestimmte tolerierbare Spannungsänderung kann Blindleistung in der Niederspannungsebene weiter transportiert werden als die Wirkleistung. In der Hoch- und Höchstspannungsebene erfährt der Blindleistungstransport eine deutlich stärkere Einschränkung als die Wirkleistungsübertragung.
- Blindleistung kann demnach nicht über große Distanzen (z. B. mehrere hundert Kilometer) übertragen werden. Die beschränkte Transportierbarkeit steht deshalb einer deutschlandweiten Ausschreibung der Blindleistung ohne Berücksichtigung ihres Erbringungsortes entgegen.
- Auf der anderen Seite muss Blindleistung nicht genau an einem bestimmten Ort bereitgestellt werden. Stattdessen sollte eher von einem Einzugsgebiet gesprochen werden, innerhalb dessen die Wirksamkeit bzw. Effektivität der Blindleistung (hinsichtlich ihrer technischen Wirkung) von einem optimalen Netzknoten aus zwar abnimmt, aber durchaus die Effizienz bzw. der Nutzen (hinsichtlich einer Gesamtkostenbewertung) auch an anderen Stellen gegeben oder sogar höher ist.
- Eine regionale Festlegung von Beschaffungsgebieten mit festen (z. B. politischen oder eigentumsrechtlichen) Grenzen ist jedoch nicht erforderlich, sondern kann nach ihrer technischen Wirkung bzw. ihrer Effizienz getroffen werden.
- Netzrestriktionen sind beim künftigen Blindleistungsbeschaffungssystem zu berücksichtigen. Diese können je nach Umfang/Richtung der Blindleistungserbringung und Zeitpunkt den möglichen Blindleistungseinsatz bzw. -transport limitieren.
- Die Wirksamkeit der Blindleistung hängt auch von der Spannungsebene ab. Das Blindleistungsverhalten in unteren Spannungsebenen kann sich im Übertragungsnetz deutlich verstärkend im Blindleistungshaushalt auswirken.
- Bei der Blindleistungsbeschaffung und dem Blindleistungsmanagement sind folglich eine spannungsebenenübergreifende Wirksamkeit-Nutzen-Analyse durchzuführen und spannungsebenen- und netzbetreiberübergreifende Koordinationsprozesse erforderlich.

## 4.2 Ökonomische Aspekte

### 4.2.1 Anforderungen an die effiziente Blindleistungsbewirtschaftung

Ein wesentliches Gestaltungsziel der zu erarbeitenden Modelle der Blindleistungsbeschaffung besteht darin, dass die Entscheidungen der in die Blindleistungsbewirtschaftung involvierten Akteure zu einer volkswirtschaftlich effizienten Energieversorgung beitragen. Nachfolgend wird erörtert, welche Folgerungen für die Modellgestaltung sich aus dieser Forderung ergeben.

Aus der Zielsetzung volkswirtschaftlich effizienten Handelns ergibt sich zunächst ganz allgemein die Forderung, einen möglichst großen Nutzen unter Einsatz gegebener Ressourcen zu erzielen oder aber ein gegebenes Ziel mit möglichst geringem Ressourceneinsatz zu erreichen. Im konkreten Fall der Blindleistungsbewirtschaftung ist der erzielbare Nutzen im Wesentlichen auf die Erfüllung des Ziels der Spannungshaltung fokussiert. Insofern läuft die Forderung nach Effizienz in diesem Handlungsbereich darauf hinaus, die mit der Spannungshaltung verbundenen (volkswirtschaftlichen) Kosten zu minimieren, wobei auch eventuelle Auswirkungen von Lösungsoptionen auf übergreifende Wirkungsbereiche wie Netzausbau und Netzauslastung berücksichtigt werden müssen.

Wichtig ist hierbei, die Blindleistungsbewirtschaftung nicht als eine eigenständige Aufgabe mit eigenen Zielgrößen aufzufassen, sondern als eine Teilaufgabe der Spannungshaltung. Es gibt keine eigenständigen Vorgaben für die Menge an Blindleistung, die Netzbetreiber von Netznutzern und/oder anderen Netzbetreibern zu beschaffen haben; vielmehr kann die Blindleistungsbeschaffung teilweise durch netzseitige Maßnahmen substituiert werden.

Unter den volkswirtschaftlichen Kosten der Blindleistungsbewirtschaftung werden solche Kosten verstanden, die direkt mit dem Einsatz von Ressourcen wie Material, Arbeitskraft und Energie verbunden sind. Hierzu zählen vor allem

- Kosten der Errichtung und des Betriebs von Anlagen oder Anlagenteilen, die der Bereitstellung von Blindleistung dienen, also z. B. die Kosten von Kompensationsanlagen bei Netzbetreibern oder Verbrauchern sowie die mit der Blindleistungsbereitstellung verbundenen Mehrkosten von Erzeugungsanlagen (gegenüber einer Auslegung auf reine Wirkleistungsbereitstellung),
- Kosten der Errichtung und des Betriebs von Einrichtungen zur Spannungsregelung,
- Kosten der Energiebeschaffung zur Deckung von Verlustenergie, die in Netzbetriebsmitteln oder netznutzerseitigen Anlagen und Geräten auftritt, soweit diese durch die Bereitstellung und den Transport von Blindleistung verursacht wird,
- Transaktionskosten bei Netzbetreibern und Netznutzern im Zusammenhang mit der Blindleistungsbewirtschaftung, also z. B. prozessualer und informationstechnischer Aufwand zur Umsetzung der Blindleistungsbeschaffung und -abrechnung, und
- ggf. Opportunitätskosten bei Netznutzern, die zu Zwecken der Blindleistungsbereitstellung z. B. Einschränkungen des vermarktbaren Umfangs an Wirkleistung erleiden.

*Nicht* zu den volkswirtschaftlichen Kosten zählen hingegen Zahlungen zwischen den beteiligten Akteuren, also z. B. Vergütungen, die von Netzbetreibern an Netznutzer für die Bereitstellung von Blindleistung gezahlt werden. Diese Zahlungen korrespondieren für sich genommen nicht mit einem Ressourceneinsatz, sondern führen unmittelbar zunächst nur zu *Verteilungswirkungen* zwischen den Akteuren. Hierdurch beeinflussen sie u. a. das Empfinden der Akteure hinsichtlich der Fairness der Kostentragung sowie deren Wettbewerbsfähigkeit. Sie sind jedoch

für die Effizienz der Blindleistungsbewirtschaftung nicht unmittelbar von Bedeutung, solange sie keinen Einfluss auf die Entscheidungen der Akteure haben. Sie sind hingegen sehr wohl von Bedeutung, wenn sie relevante Anreizwirkungen vermitteln.

### **Bedeutung von Anreizwirkungen**

Anreizwirkungen beziehen sich immer auf *Entscheidungen* von Akteuren. Entscheidungen über den betrieblichen Einsatz vorhandener Blindleistungsquellen werden in der Regel von Netzbetreibern getroffen; Entscheidungen über die Errichtung von Kapazitäten zur Blindleistungsbereitstellung treffen sowohl Netzbetreiber als auch Netznutzer. Mögliche Vergütungen für die Bereitstellung von Blindleistung können sich auf diese Entscheidungen auswirken, da sie Einfluss auf die individuellen wirtschaftlichen Folgen von Entscheidungsoptionen haben können.

Wenn erreicht werden soll, dass Akteure aus betriebswirtschaftlichem Eigeninteresse Entscheidungen treffen, die aus volkswirtschaftlicher Sicht effizient sind, so sollten die Anreizwirkungen auf das Ziel der volkswirtschaftlichen Effizienz ausgerichtet sein. Diese Zielsetzung bei der Gestaltung von Anreizen wird als „Anreizkompatibilität“ bezeichnet. In der Theorie führen wettbewerbliche Beschaffungs- und Vergütungssysteme auf Basis freiwilliger Vereinbarungen zwischen den Akteuren zur Erreichung dieser Zielsetzung und dann auch zu einem Effizienzoptimum, jedenfalls sofern die mit solchen Systemen verbundenen Transaktionskosten nicht erheblich sind und sich hinreichend liquide Märkte ausbilden.

In der Praxis ist dieses Idealziel jedoch oft nicht zu erreichen, beispielsweise

- weil die Voraussetzung hinreichender Marktliquidität nicht erfüllt ist und sich hieraus im Zusammenspiel mit dem Marktdesign ein unzureichender Wettbewerb ergibt,
- weil die Anreize durch weitere Rahmenbedingungen überlagert werden und somit keine vollständige Anreizkompatibilität zustande kommt,
- weil unvermeidbare Unschärfen bei der Ermittlung von Vergütungen (z. B. Pauschalierungen) zur Abschwächung von Anreizen oder sogar zu Fehlanreizen führen und/oder
- weil Transaktionskosten auftreten, die erheblich sein können, z. B. aufgrund des hohen Aufwands, der mit individuell vereinbarten Vergütungen verbunden ist.

Daher müssen Beschaffungssysteme auf Basis freiwilliger Vereinbarungen nicht prinzipiell besser geeignet sein als Beschaffungssysteme, bei denen die Entscheidungsspielräume der Akteure durch gesetzliche oder regulatorische Vorgaben begrenzt werden. Solche Vorgaben können sich z. B. auf Mitwirkungspflichten, auf die Gestaltung von Vergütungen einschließlich der Preisbildung oder auf Maßnahmen zur Vermeidung von Marktversagen beziehen. Auch bei der Gestaltung von Modellen für die Blindleistungsbeschaffung spielen das Zusammenwirken von marktlichen und regulierten Elementen und die Anreizwirkungen, die sich aus diesen Elementen und aus den sonstigen Rahmenbedingungen für die Akteure ergeben, eine zentrale Rolle.

### **Einfluss der Anreizregulierung der Netzbetreiber**

Wie oben erläutert, können Überlagerungen von Anreizwirkungen dazu führen, dass ein wettbewerbliches Beschaffungssystem auf freiwilliger Basis mit frei vereinbarten Vergütungen nicht zu effizienten Entscheidungen führt. Dies ist im Fall von Netzbetreibern von besonderer Bedeutung, da deren Erlös- und Ertragsituation stark von den Regelungen zur Kostenkalkulation und Anreizregulierung beeinflusst wird.

Die aus diesen Regelungen hervorgehenden Anreizwirkungen können sich auch auf Entscheidungen zur Spannungshaltung und Blindleistungsbeschaffung auswirken. Dabei können sich für die verschiedenen Optionen zur Erfüllung der Anforderungen an die Spannungshaltung unterschiedlich starke Anreize ergeben, u. a. weil die Optionen unterschiedliche Kostenstrukturen aufweisen und sich daher in unterschiedlicher Weise auf die Erlösbergrenzen auswirken. Dies verdeutlichen die folgenden Beispiele:

- Der Betrieb eigener **Kompensationsanlagen** ist für Netzbetreiber v. a. mit Kapitalkosten verbunden. Änderungen der Kapitalkosten werden bei VNB durch den Kapitalkostenabgleich und bei ÜNB – sofern von der Bundesnetzagentur auf Antrag genehmigt – durch die Regelungen zu Investitionsmaßnahmen jährlich ohne Zeitverzug in den Erlösbergrenzen abgebildet. Sie unterliegen somit nicht dem sogenannten Budgetprinzip, bei dem die Erlöse auf Grundlage der Kosten eines Basisjahres ermittelt und dann für eine fünfjährige Regulierungsperiode festgehalten werden, um Effizianzanreize zu vermitteln. Dem zweiten Grundelement der Effizienzregulierung – nämlich der Effizienzbewertung durch Unternehmensvergleich – unterliegen jedoch auch die Kapitalkosten, wenn auch in der Regel erst aber der Regulierungsperiode, in deren Basisjahr sie erstmals auftreten (weil das entsprechende Anlagengut bis dahin fertiggestellt und aktiviert wurde).
- Wenn Netzbetreiber **Blindleistung/-arbeit von Netznutzern** beziehen und hierfür Vergütungen zahlen, werden diese als „beeinflussbare“ Betriebskosten behandelt. Sie unterliegen beiden Grundelementen der Effizienzregulierung, dem Budgetprinzip und der Effizienzbewertung. Das Budgetprinzip ist für Netzbetreiber mit Chancen und Risiken verbunden: Es setzt einen Anreiz für vom Netzbetreiber beeinflussbare Kostensenkungsmaßnahmen innerhalb einer Regulierungsperiode, führt aber auch dazu, dass extern getriebene Kostenänderungen erst zeitverzögert in den Erlösen abgebildet werden.
- Die Kosten der Energiebeschaffung zur **Deckung von Netzverlusten**, die ebenfalls (unter anderem) von Entscheidungen zur Spannungshaltung abhängen, werden wiederum nicht als reguläre „beeinflussbare“ Kosten, sondern bei den VNB als „volatile“ Kosten und bei den ÜNB als „dauerhaft nicht beeinflussbare“ Kosten behandelt. In beiden Fällen sind in den Regelungen zur Kostenbehandlung spezifische Anreizmechanismen integriert, die einen Anreiz zur Absenkung der Verlustkosten setzen.

**Eine vertiefte Behandlung der Auswirkungen der Anreizregulierung auf die Anreizsituation der Netzbetreiber bei der Blindleistungsbeschaffung ist nicht Gegenstand der Kommissionsarbeit.** Gleiches gilt für etwaigen Weiterentwicklungsbedarf der Anreizregulierung, der im Zusammenhang mit Anpassungen bei der Blindleistungsbeschaffung entstehen könnte.

**Bei der Bewertung von Blindleistungsbeschaffungsmodellen muss jedoch berücksichtigt werden, dass die mit einem Beschaffungsmodell verbundenen Anreizwirkungen für Netzbetreiber durch die Regelungen zur Kostenkalkulation und Anreizregulierung beeinflusst werden. Hierbei ist in der Kommission unumstritten, dass die Kosten der Netzbetreiber für die Blindleistungsbeschaffung zu den grundsätzlich anerkennungsfähigen Netzkosten zählen.**

#### **Zusammenfassung dieses Abschnitts**

- Die Zielsetzung volkswirtschaftlicher Effizienz läuft bei der Spannungshaltung und Blindleistungsbewirtschaftung auf das Ziel hinaus, die Summe der Kosten aller hierfür ergriffenen Maßnahmen bei Netzbetreibern und Netznutzern zu minimieren, wobei auch eventuelle Auswirkungen auf übergreifende Wirkungsbereiche wie Netzausbau und Netzauslastung berücksichtigt werden müssen.
- Zahlungen zwischen Akteuren – also etwa von Netzbetreibern an Netznutzer für die Blindleistungsbereitstellung – zählen nicht zu den volkswirtschaftlichen Kosten. Sie vermitteln den Akteuren aber Anreize und haben daher u. U. Bedeutung für die Effizienz.
- Sofern gezielte Anreize gesetzt werden, sollten diese so gestaltet sein, dass die Akteure aus betriebswirtschaftlichem Interesse volkswirtschaftlich effiziente Entscheidungen treffen.
- Bei der Gestaltung von Modellen für die Blindleistungsbeschaffung spielen das Zusammenwirken von marktlichen und regulierten Elementen und die Anreizwirkungen, die sich aus diesen Elementen und aus den sonstigen Rahmenbedingungen für die Akteure ergeben, eine zentrale Rolle.
- Bei den Netzbetreibern werden die Anreizwirkungen, die sich aus Beschaffungsmodellen ergeben, durch die Regelungen der Kostenkalkulation und Anreizregulierung beeinflusst.

## **4.2.2 Kosten von Blindleistungsbereitstellung, -einsatz und -bewirtschaftung**

### **Einleitung**

Eine der umfassendsten Untersuchungen zu den mit der Blindleistungsbereitstellung verbundenen Kosten stellt die dena-Studie „Entwicklung einer Verfahrensweise zur quantitativen Bewertung verschiedener Blindleistungsbereitstellungsoptionen“ dar (dena, 2017), die mit Unterstützung von mehreren Anlagenherstellern, Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreibern erarbeitet wurde. Die nachfolgenden Ausführungen stützen sich im Wesentlichen auf diese Studienergebnisse, sofern keine anderen Quellenangaben gemacht werden.

Die Kosten für die Blindleistungsbereitstellung lassen sich in die Kategorien

- Kosten für die (langfristige) anlagenauslegungsbedingte Vorhaltung von Blindleistung<sup>8</sup>,
- Kosten für die (kurzfristige) betriebliche Vorhaltung von Blindleistung<sup>9</sup>,
- Kosten für den Einsatz von Blindleistung und

---

<sup>8</sup> Darunter sind die Aufwendungen für die Blindleistungsfähigkeit der Anlagen zu verstehen.

<sup>9</sup> Darunter sind die Aufwendungen zu verstehen, um die Anlage am Netz zu halten bzw. kurzfristig ans Netz bringen zu können.

- Aufwand für die Erfassung, Abrechnung und Vergütung von Blindleistung

einteilen. Die Kosten für die betriebliche Vorhaltung von Blindleistung werden im Weiteren nicht näher diskutiert.

Den i. d. R. größten Kostenanteil bilden die Aufwendungen für die Vorhaltung von Blindleistung, wie die dena-Studie (dena, 2017) zeigt. Diese resultieren im Wesentlichen aus den blindleistungsbedingten (Mehr-)Investitionen für die Auslegung und Installation der betroffenen elektrischen Komponenten der Anlage (An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass eine Wirkleistungsreduktion zugunsten einer Blindleistungsbereitstellung am Ende dieses Abschnitts behandelt wird). Hinzu kommt noch der Teil der Instandhaltungskosten, der betriebsunabhängig ist.

Die elektrischen Komponenten können wiederum in folgende zwei thematische Bereiche eingeteilt werden:

- Generator/Kompensationselement,
- Netzanschluss.

Neben dem Aufwand für den Bedarf an Material sind natürlich auch die mit der Projektierung sowohl auf Anlagenseite als auch auf Netzseite verbundenen Kosten zu berücksichtigen. Im Netzanschluss sind die Aufwendungen für die Schutz-, Fernwirk- und Regelungstechnik enthalten. Auch größere Querschnitte für das Anschlusskabel oder höhere Bemessungsleistungen für Transformatoren fallen in diese Kategorie.

#### **Kosten für die Errichtung von Kompensationsanlagen**

Konventionelle Kompensationsanlagen benötigen in höheren Spannungsebenen, vor allem in der HS- und HÖS-Ebene, niedrigere spezifische Investitionen. Außerdem werden die Kosten von der Regelfähigkeit der Anlage stark bestimmt. Zu beachten ist, dass die Installation von konventionellen Kompensationselementen ggf. relativ hohe Nebeninvestitionen für den Erwerb von Grundstück, dessen Einzäunung oder gar Einhausung erfordern kann.

Ohne diese Nebeninvestitionen für die Errichtung einer Behausung bewegen sich die gesamten spezifischen Investitionen (inkl. Netzanschluss) für diskret regelbare Drosseln im Bereich von 30 bis 70 EUR pro installiertem kvar in der Mittelspannung (Mittelwert ca. 45 EUR/kvar) und 25 bis 45 EUR in der Hochspannung (Mittelwert ca. 37 EUR/kvar). Kontinuierlich regelbare Spulenausführungen liegen im Schnitt mit über 90 EUR/kvar in der Mittelspannung bzw. 38 EUR/kvar in der Hochspannung darüber. Im Höchstspannungsnetz können regelbare Spulen mit unter 20 EUR/kvar deutlich kostengünstiger installiert werden, als dies im Verteilungsnetz der Fall ist. Am günstigsten schneiden nicht regelbare Spulen ab mit spezifischen Investitionen von rund 20 EUR/kvar in der Höchstspannung bis durchschnittlich 25 EUR/kvar in der Mittelspannung.

Regelbare Kondensatoren erfordern in der Mittelspannungsebene im Schnitt eine Investition von 60 EUR pro installierter kvar; unregelmäßige Kondensatorausführungen liegen unter 40 EUR/kvar. In der Hochspannungsebene sind diese wie bei Spulen mit 18 EUR/kvar für die geregelte und 13 EUR/kvar für die unregelmäßige Ausführung signifikant günstiger. Für die Höchstspannung konnten keine Werte in Erfahrung gebracht werden.

Bild 4.2 und Bild 4.3 zeigen die recherchierten Bandbreiten für die spezifischen Investitionen für die Kompensationselemente, die

Installation im	Bandbreite und Mittelwert für Kosten in EUR/kvar	
	Drossel	Kondensator
NS-Netz	3 ... 6 ... 10	... 10 ...
MS-Netz	... 6 ... (mit Gebäude: 25 ... 174)	3 ... 10 ... 25
HS-Netz	2 ... 9 ... 14	2 ... 4 ... 6

Tabelle 4.1 die zusätzlichen spezifischen Investitionen für die Netzanschlusskosten dieser.

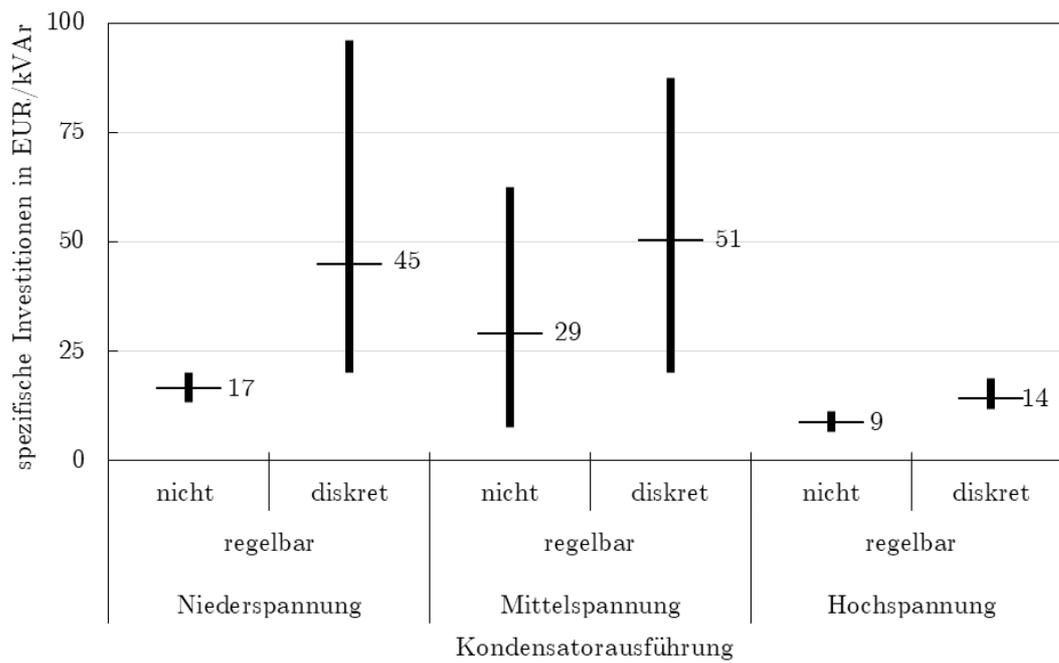


Bild 4.2 Bandbreiten für die spezifischen Investitionskosten von Kondensatoren

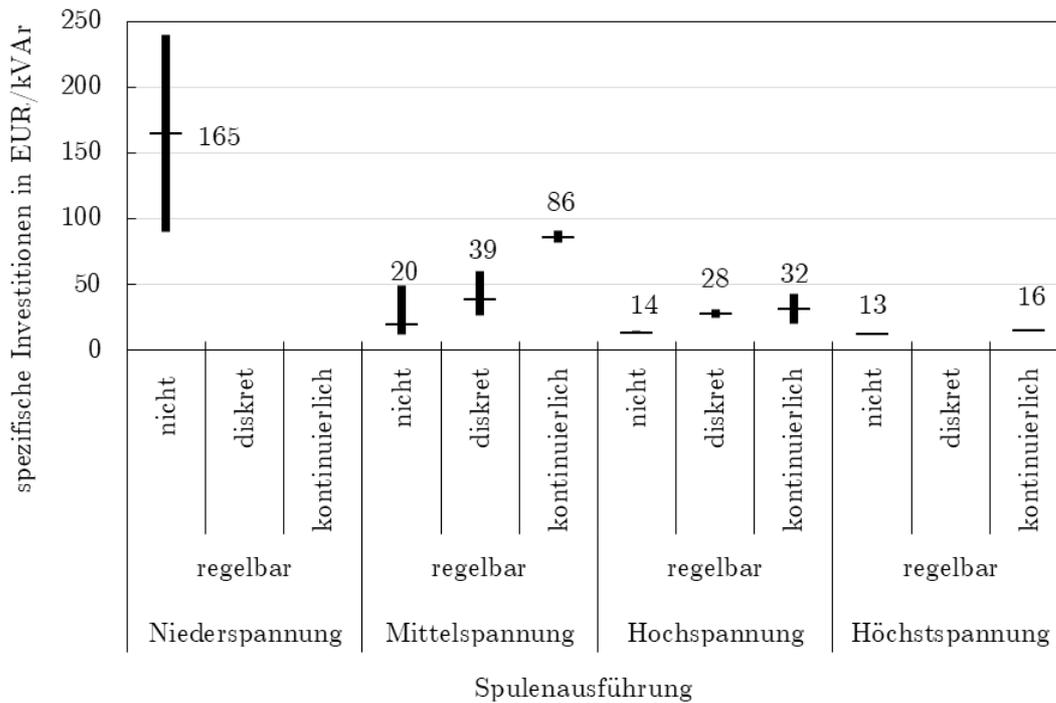


Bild 4.3 Bandbreiten für die spezifischen Investitionskosten von Spulen

Installation im	Bandbreite und Mittelwert für Kosten in EUR/kvar	
	Drossel	Kondensator
NS-Netz	3 ... 6 ... 10	... 10 ...
MS-Netz	... 6 ... (mit Gebäude: 25 ... 174)	3 ... 10 ... 25
HS-Netz	2 ... 9 ... 14	2 ... 4 ... 6

Tabelle 4.1 Spezifischen Investitionskosten für Netzanschlusskosten von Kompensationselementen

### Kosten für Blindleistungsvorhaltung bei Erzeugungsanlagen

Einflussgrößen sind bspw. der Netzanschluss und der Verschiebungsfaktor, auf den die Anlage ausgelegt wird. Grundsätzlich führt bei EZA ein  $\cos\phi$  von 0,90 zu höheren spezifischen Blindleistungsbereitstellungskosten als ein Verschiebungsfaktor von 0,95. Der Mehraufwand für die Bereitstellung von Blindleistung kann auch von den zulässigen Spannungsverhältnissen an den Betriebsmitteln beeinflusst werden, was gegenüber der Auslegung auf den höheren Scheinstrom zu noch höheren Kosten führen kann.

Windenergieanlagen mit Vollumrichter können schon mit unter 10 EUR/kvar blindleistungsfähig gemacht werden. Bei langen Anschlussleitungen und einem  $\cos\phi = 0,90$  (am Netzverknüpfungspunkt) können die Kosten auf über 25 EUR/kvar steigen. Besitzen Windenergieanlagen eine doppelt gespeiste Asynchronmaschine als Generator liegen die blindleistungsbedingten Mehrkosten mit 25 EUR/kvar bis 70 EUR/kvar deutlich darüber.

PV-Anlagen weisen spezifische Kosten für die Anlagenauslegung von unter 15 bis über 60 EUR/kvar auf. Die Kosten sinken mit steigender Bemessungsscheinleistung der Anlagen. Außerdem lösen Anlagen mit langen Anschlussleitungen höhere spezifische Investitionen aus.

Bei Anlagen mit direkt netzgekoppelten Synchrongeneratoren nehmen die spezifischen Auslegungskosten mit zunehmender Bemessungsleistung und abnehmender Polpaarzahl ab. Während beispielsweise kleine Wasserkraftwerke mit zusätzlichen Investitionen von 10 bis 80 EUR pro zu installierendem kvar kalkulieren müssen, kann die Blindleistung mit großen Vollpolläufnern mit deutlich unter 10 EUR/kvar vorgehalten werden. Die Angaben beziehen sich dabei immer auf einen  $\cos\varphi$  von maximal 0,90.

Die Projektierungskosten werden bei Kompensationsanlagen mit 1 % bei Kondensatoren und 3 bis 8 % bei Spulen bezogen auf die Gesamtkosten für die Ausführungsplanung angegeben. Zusätzlich schätzen die Netzbetreiber den Aufwand für die Grundsatzplanung pro Netz auf 5 bis 70 Tsd. EUR, wobei die Definition des Netzes (gesamtes Netzgebiet eines Netzbetreibers oder MS-Netz inkl. der unterlagerten NS-Netze) nicht angegeben ist. Der Aufwand auf Seiten der Projektierung von Erzeugungsanlagen wurde in der dena-Studie (dena, 2017) nicht erfasst.

Bei dem Aufwand für die Investition ist zu beachten, dass die vorgestellten Anlagen unterschiedliche Nutzungsdauern aufweisen und dies beim Kostenvergleich zu berücksichtigen ist. Kompensationsspulen werden i. d. R. auf eine Nutzungsdauer von 35 bis 40 Jahre ausgelegt; ähnlich zu konventionellen Kraftwerken. Wind- und PV-Anlagen werden dagegen 20 bis 25 Jahre genutzt. Dies gilt ebenso für Kondensatoren.

Für die Instandhaltungskosten werden bei Spulen pauschal 0,3 bis 0,7 % und bei Kondensatoren 1 % der Investition veranschlagt. Bei Erzeugungsanlagen dürften diese in ähnlicher Größenordnung liegen (BMW, 2016), wenn die gesamten Instandhaltungskosten anteilig auf die Auslegung der blindleistungsrelevanten Komponenten bezogen werden.

### Verlustkosten

Blindleistungsbedingte Verluste entstehen grundsätzlich in allen blindleistungsführenden Komponenten. In erster Linie sind hier Generatoren/Umrichter, Leitungen und Transformatoren betroffen.

Die spezifischen Verluste belaufen sich bei Kompensationsspulen auf rund 5 W/kvar mit Anschluss im Hochspannungsnetz. In den unteren Spannungsebenen werden Spulen i. d. R. mit höheren Verlustleistungen dimensioniert. In der Niederspannung können diese auf über 15 W/kvar ansteigen (dena, 2017).

Kondensatoren verursachen mit 1 W/kvar in der Hochspannung bzw. rund 6 W/kvar in der Niederspannung grundsätzlich weniger Verluste (dena, 2017).

Auch bei der Bereitstellung von Blindleistung in Kraftwerken entstehen Verluste, die sich bei Kenntnis aller erforderlichen technischen Daten grundsätzlich berechnen lassen und in ähnlicher Größenordnung wie die zuvor genannten Verluste liegen.

Für die wirtschaftliche Bewertung der blindleistungsbedingten Zusatzverluste ist eine synoptische Betrachtung mit der Auslegung der elektrischen Komponenten zwingend erforderlich. Werden beispielsweise die Anschlusskabel mit Blick auf gleiche Strombelastbarkeit (wie ohne Blindleistungsbereitstellung) ausgelegt, ergeben sich bei gleichem Belastungsprofil, z. B. einer  $\cos\varphi(P)$ -Steuerung, die gleichen Verlustenergien wie ohne die Blindleistungsbereitstellung. Muss das Kabel aufgrund tolerierbarer Spannungsabfälle im Querschnitt vergrößert werden, resultieren am Ende sogar weniger Verluste über dem Kabel trotz Blindleistungstransport. Die Bewertung der Verluste wird also von der Anlagenauslegung beeinflusst. Grundsätzlich ist jedoch festzustellen, dass die blindleistungsbedingten Zusatzverluste (unabhängig von ihrer zu erfahrenden wirtschaftlichen Bewertung) im Teillastbetrieb zunehmend die Gesamtverluste

dominieren, wenn der Einsatz nicht auf Basis eines maximalen Wertes für den  $\cos\varphi$  (V-Kurve im P-Q-Diagramm) erfolgt, sondern auf einen maximalen Absolutwert der Blindleistung (basierend auf entsprechendem  $\cos\varphi$ -Wert bei Nennwirkleistungsabgabe) ausgerichtet ist (Trichter-/Becherförmige Kurve im P-Q-Diagramm).

Die Kosten für die Verlustenergie sind neben der Höhe der Verluste stark abhängig von den Beschaffungs- bzw. Erzeugungskosten des Netz- bzw. Anlagenbetreibers zur Deckung der elektrischen Verluste. Diese können unter 5 ct/kWh liegen (z. B. für Netzbetreiber bzw. Erzeugungseinbußen bei Anlagenbetreiber), aber auch fast 30 ct/kWh (für Anlagenbetreiber bei Wirkleistungsbezug) wie die Rückmeldungen aus (dena, 2017) zeigen. Die hier dargestellten Kosten in ct/kWh für die Beschaffung blindleistungsbedingter Anlagenverluste sind nicht mit spezifischen Blindleistungskosten in ct/kVarh gleichzusetzen, da sie nicht in der gleichen Größenordnung liegen. Ein Beschaffungspreis von 30 ct/kWh ist in der Regel nur dort relevant, wo Blindleistung bei Nettowirkleistungsbezug bereitgestellt wird.

### **Aufwand für Abrechnung, Vergütung und Steuerung**

Unter diese organisationstechnische Kategorie fallen sämtliche Investitionen und laufende Kosten für z. B.

- das Messsystem zur Erfassung abrechnungsrelevanter Daten,
- die Dokumentation inkl. Abrechnungs- und Nachweissystem gegenüber dem Erbringer der Blindleistung und dem Regulator,
- ggf. Verhandlung, Abstimmung und Abschluss von Lieferverträgen,
- die Entwicklung und Implementierung eines Algorithmus zur Auswahl der optimalen Angebote für die Blindleistungserbringung und
- Aufbau von Leitsystemen zur Steuerung des Blindleistungseinsatzes.

Für die Einführung und Etablierung entsprechender Prozesse schätzen die in der dena-Plattform Systemdienstleistungen vertretenen Flächennetzbetreiber die Initialkosten in einem Bereich von 50 Tsd. EUR bis 250 Tsd. EUR je Netzbetreiber, wobei weiterer Untersuchungsbedarf besteht. In dieser Studie wird davon ausgegangen, dass langfristig der Aufwand für Abrechnung und Vergütung für Blindleistung mit dem für Regelleistung, Verlustleistung oder dem Einspeisemanagement im Rahmen der Einspeisespitzenkappung vergleichbar sein dürfte. Bislang fehlen Erfahrungen oder belastbare Untersuchungen zu obigen Kosten, zumal ein wesentlicher Einflussfaktor auch die Anzahl der zu vergütenden Anlagenbetreiber sein kann und hierzu unterschiedliche Auffassungen unter den Kommissionsmitgliedern existieren, in wie vielen Anlagen bei marktlicher Beschaffung am Ende tatsächlich Blindleistung vorgehalten werden würde und wie viele Abrechnungsvorgänge mit welchem Umfang und zugehörigem spezifischen Aufwand abgewickelt werden müssten.

### **Blindleistungserbringung in Verbindung mit einer Wirkleistungsreduktion**

Um die Kosten für die blindleistungsbedingte Anlagenauslegung zu verringern bzw. zu vermeiden, kann die Möglichkeit der Blindleistungserbringung in Verbindung mit einer Wirkleistungsreduktion in Betracht gezogen werden.

Dadurch entsteht eine verstärkte Verquickung der Spannungsblindleistungsregelung mit der Frequenz-Wirkleistungsregelung. Bei großflächiger Anwendung könnten damit in Zeiten hoher EE-Einspeisung entsprechende Wirkleistungsungleichgewichte entstehen, die sich durch einen höheren Regelleistungsbedarf bemerkbar machen. Ob dieser Punkt nennenswerte Auswirkungen haben kann, wurde bislang nicht ausreichend untersucht.

Der Einsparung bei der Dimensionierung stehen Erlöseinbußen infolge der Wirkleistungsreduktion gegenüber. Je nach Menge und Anlagenbetriebszustand können damit niedrigere oder höhere Kosten entstehen.

Dem Anlagenbetreiber (bzw. Projektierer) ist nicht bekannt, ob und welche Regelstrategien für den Blindleistungseinsatz der Netzbetreiber angewendet werden und ob diese im Laufe der Zeit verändert werden. Insofern ist es dem Anlagenbetreiber nahezu unmöglich, die Höhe und die Häufigkeit der abgerufenen Blindleistung vorherzusehen und in seinen Abwägungen zu berücksichtigen. Folglich fehlt eine belastbare Kalkulationsgrundlage. Eine worst-case-Abschätzung könnte der Anlagenbetreiber aber auf Basis seiner prognostizierten Wirkleistungseinspeisung vornehmen.

Darüber hinaus entstehen zusätzlich Unsicherheiten und Risiken bei der Direktvermarktung durch die nahezu Unvorhersehbarkeit bei netzzustandsabhängigem Blindleistungseinsatz. Im ungünstigsten Fall führt die Wirkleistungsreduktion zu einem Bilanzungleichgewicht, welches einen Regelleistungseinsatz nach sich zieht. Neben dem entgangenen Erlös entstehen somit zusätzliche Kosten.

Es wäre zu klären, inwieweit dadurch ausgelöste entschädigungspflichtige Netzsicherheitsmaßnahmen auf den EZA-Betreiber abgewälzt werden können und damit zusätzliche Belastungen für den Betreiber entstehen.

#### **Zusammenfassung dieses Abschnitts**

- Die Kosten der Blindleistungsbereitstellung können sehr unterschiedlich sein. Sie sind beeinflusst von der Regelbarkeit, Typ und Ausführung der Anlage, der Spannungsebene und den Erfordernissen vor Ort.
- Die Verluste in den Erzeugungsanlagen hängen sehr stark von der Anlagenauslegung ab. Dementsprechend können die anlagenauslegungsbedingten Kosten mit Inkaufnahme höherer Verlustkosten reduziert werden und umgekehrt. Vergütungsregelungen haben dementsprechende Auswirkungen auf die Kostenallokation.

### **4.2.3 Eignung von Marktmechanismen für die Blindleistungsbeschaffung**

#### **Zentrale Modellgestaltungsfrage: Marktliche vs. regulierte Mechanismen**

Ein zentraler Gestaltungsaspekt von Modellen für die Blindleistungsbeschaffung betrifft die Frage, inwieweit hierbei marktliche Mechanismen zum Einsatz kommen. Als marktlich werden hier grundsätzlich solche Beschaffungsformen bezeichnet, bei denen Anbieter und Nachfrager konsensual Transaktionen über die Bereitstellung von Blindleistung abschließen, in der Regel – aber nicht zwingend – gegen Zahlung einer Vergütung. Das Gegenstück hierzu sind regulierte Mechanismen, bei denen die von Akteuren zu erbringenden Leistungen – hier die Bereitstellung von Blindleistung und ggf. die Zahlung von Vergütungen – durch gesetzliche Vorschriften oder regulatorische Beschlüsse weitgehend geregelt werden.

In der Praxis treten marktliche und regulierte Mechanismen oft nicht in Reinform auf. Vielmehr können sie in unterschiedlicher Weise miteinander kombiniert werden, um bestimmte gewünschte Wirkungen zu erreichen. So können beispielsweise Mechanismen der freien Preisfindung zwischen Anbietern und Nachfragern durch regulatorisch vorgegebene Preisgrenzen flankiert werden, wenn befürchtet wird, dass sich etwa durch Marktchtausübung ineffiziente Preise ergeben können. Je enger diese preislichen Vorgaben sind, desto dominanter wird die regulatorische Prägung des Mechanismus, desto herausfordernder wird aber auch die Festlegung dieser Vorgaben, wenn der Anspruch verfolgt wird, die Kosten der Anbieter vollständig zu decken. Ein solcher Mechanismus kann aber selbst dann, wenn die Preise ohne jeglichen Spielraum regulatorisch vorgegeben werden, noch Elemente marktlicher Mechanismen wie z. B. die Freiwilligkeit der Teilnahme aufweisen.

Die Frage nach der Anwendung marktlicher Mechanismen lässt sich daher nicht einfach mit ja oder nein beantworten. Darüber hinaus ist danach zu differenzieren, auf welche Arten von Entscheidungen sich die Wahl der Mechanismen bezieht, denn Marktmechanismen können für unterschiedliche Entscheidungen unterschiedlich gut geeignet sein.

### Differenzierung nach Entscheidungsstufen

Im Zusammenhang mit der Beschaffung von Blindleistung treffen Netzbetreiber und Blindleistungsanbieter verschiedene Entscheidungen, die sich hinsichtlich der Entscheidungsgegenstände und des zeitlichen Vorlaufs in Relation zum Lieferzeitpunkt grundlegend voneinander unterscheiden. Im vorliegenden Bericht werden zur Strukturierung möglicher Beschaffungs- und Vergütungsregelungen folgende drei Entscheidungsstufen unterschieden:

- Entscheidungen über die Errichtung technischer Kapazität zur Bereitstellung von Blindleistung – nachfolgend als **Q-Kapazität** bezeichnet – weisen den größten zeitlichen Vorlauf auf. Es geht hierbei um Investitionsentscheidungen zur Auslegung von Erzeugungsanlagen, zur Errichtung von Kompensationsanlagen oder auch zur nachträglichen Erweiterung der Q-Kapazität von bestehenden Anlagen.
- Ein Teil der im Betrieb grundsätzlich für die Blindleistungsbereitstellung nutzbaren Quellen erfordert im Rahmen der kurzfristigen, z. B. auf den Folgetag oder auch einen längeren Zeitraum bezogenen Betriebsplanung explizite Entscheidungen zur **Q-Vorhaltung**. Dies betrifft z. B. Entscheidungen über den Einsatz steuerbarer Erzeugungs- oder Speicheranlagen, die sich im Allgemeinen nicht nur auf den Blindleistungs-, sondern auch den Wirkleistungseinsatz der Anlagen auswirken.
- Die kurzfristigste Entscheidungsstufe betrifft den konkreten Blindleistungseinsatz – im Weiteren **Q-Einsatz** – der in der Betriebsführung zur Verfügung stehenden Blindleistungsquellen, also die Vorgabe von Spannungs- oder Blindleistungssollwerten für Erzeugungsanlagen, die Zu- oder Abschaltung von Kompensationsanlagen sowie Einsatzvorgaben für sonstige Blindleistungsquellen. In einem weit gefassten Sinn können dieser Entscheidungsstufe auch Entscheidungen über Vorgaben zu *kennlinienbasiertem* Verhalten von Q-Quellen zugeordnet werden, auch wenn diese Entscheidungen in der Regel mit erheblich größerem zeitlichen Vorlauf erfolgen, oft bereits vor Inbetriebnahme der Anlagen. Das verbindende Merkmal aller Einsatzentscheidungen besteht darin, dass sich hieraus und ggf. aus Zustandsgrößen der lokalen Netzsituation (bei spannungsregelndem oder kennlinienbasiertem Verhalten) unmittelbar die Höhe der eingespeisten oder entnommenen Blindleistung ergibt, während Kapazitäts- und Vorhaltungsentscheidungen nur die *Fähigkeit* zur Blindleistungsbereitstellung betreffen.

Die Ausgestaltung der Entscheidungsprozesse kann für diese drei Stufen grundlegend unterschiedlich ausfallen. Für jede Stufe sind marktliche wie auch regulierte Beschaffungsmechanismen denkbar, wie die folgenden (nicht erschöpfenden) Ausprägungsbeispiele erkennen lassen:

- Es könnte ein Markt etabliert werden, der sich nur auf den **Q-Einsatz** bezieht, analog zu dem für den Wirkleistungshandel etablierten Modell des Energy-Only-Markts. Der Markt könnte sich auf unmittelbar umzusetzende Anpassungen von Blindleistungs-Sollwerten beziehen, oder auch auf Blindleistungsfahrpläne, sofern sich diese heute noch nicht übliche Einsatzform als umsetzbar und effizient herausstellt. Die Blindleistungsanbieter würden bei einem solchen Markt blindarbeitsbezogene Vergütungen erhalten.

Eine regulierte Alternative zu einem solchen Markt könnte darin bestehen, Anbieter zur Bereitstellung von Blindleistung im Rahmen der verfügbaren Kapazität bzw. der betrieblich vorgehaltenen Leistung zu verpflichten und Konditionen für die Vergütung der von Netzbetreibern angewiesenen Einsätze regulatorisch festzulegen.

- In Bezug auf die betriebliche **Q-Vorhaltung** insbesondere durch Anlagen, die zeitlich vorseilende Einsatzentscheidungen erfordern, könnte in grundsätzlicher Analogie zu den Regelleistungsmärkten ein Vorhaltungsmarkt eingeführt werden, z. B. als täglicher Beschaffungsprozess für den Folgetag.

Alternativ hierzu könnten Vorhaltungsentscheidungen auf Basis der regulatorischen Vorgaben zum spannungsbedingten Redispatch umgesetzt werden, einschließlich der hiermit verbundenen Entschädigungsregelungen.

- Auch für die auf **Q-Kapazität** bezogene Entscheidungsstufe ist ein Marktmechanismus vorstellbar, der Anreize für Investitionsentscheidungen der Q-Anbieter schafft. Netzbetreiber könnten beispielsweise gebietsweise die benötigte Q-Kapazität ausschreiben, wobei der Ort des Bedarfs auf geeignete Weise definiert werden müsste.

Der übliche regulierte Ansatz für diese Entscheidungsstufe besteht hingegen darin, technische Mindestanforderungen an die Q-Kapazität von Anlagen als Voraussetzung für deren Anschluss an das Netz vorzugeben, sei es mit oder ohne Vergütung für die Errichtung von Kapazität.

Bei der Diskussion von Modellen für die Blindleistungsbeschaffung muss somit danach differenziert werden, auf welche Entscheidungsstufen sich vorgeschlagene Modellelemente beziehen und auf welche Weise marktliche und regulierte Mechanismen dabei jeweils zusammenwirken. Dabei sind auch gegenseitige Wechselwirkungen der Gestaltungsentscheidungen für die drei Stufen zu berücksichtigen. Beispielsweise könnte erwogen werden, auf explizite Beschaffungsmechanismen für Kapazitäts- und Vorhaltungsentscheidungen zu verzichten; dies wäre aber nur dann vertretbar, wenn die Ausgestaltung des Markts für den Q-Einsatz den Anbietern ausreichende Absatzsicherheit und Ertragsaussichten auch zur Deckung von Fixkosten verspricht. Es können aber auch Märkte für mehr als eine Beschaffungsstufe etabliert und aufeinander abgestimmt werden, wie etwa im Fall der Regelleistungsmärkte, die die Stufen für betriebliche Vorhaltung (Regelleistung) und Einsatz (Regelenergie) umfassen. Zudem kann es sich als sinnvoll erweisen, diese Gestaltungsfragen nach Netzebenen differenziert zu betrachten.

### Grundformen von Marktmechanismen

Märkte können in vielfältigen Formen ausgestaltet sein. Als konstituierend für marktliche im Vergleich zu regulierten Mechanismen wird hier angesehen, dass

- eine Möglichkeit für Nachfrager und Anbieter existiert, sich gegenseitig über ihre Nachfrage bzw. ihr Angebot zu informieren und Transaktionen abzuschließen, sei es in bilateraler Form oder über eine mehr oder weniger stark organisierte Plattform,
- potenzielle Marktteilnehmer – im Falle von Systemdienstleistungsmärkten insbesondere die Anbieter – freiwillig über ihre Teilnahme und ihre Gebote entscheiden und
- Vergütungskonditionen als Ergebnis des Marktprozesses und nicht etwa auf Basis vorheriger regulatorischer Vorgaben zustande kommen.

Diese konstituierenden Merkmale werden von verschiedenen Grundformen des Marktdesigns erfüllt. Die für die Blindleistungsbeschaffung diskutierten Marktformen lassen sich grob in drei Kategorien unterteilen, die sich u. a. hinsichtlich des Grades ihrer Organisiertheit deutlich unterscheiden:

- **Bilaterale Verhandlungen** zwischen Nachfragern und Anbietern bieten den größtmöglichen Spielraum für die individuelle Abstimmung von Produkten, Preisen und ggf. sonstigen Konditionen. Sie können aufgrund der Einzelfallbezogenheit vergleichsweise hohen Transaktionsaufwand verursachen, der aber durch geeignete Maßnahmen wie z. B. standardisierte Verträge reduziert werden kann. Des Weiteren wird mitunter argumentiert, bilaterale Verhandlungen führten nicht zu ausreichender Transparenz über die Nachfrage- und Angebotssituation und über abgeschlossene Transaktionen, sodass eine diskriminierungsfreie Beteiligung aller potenziellen Marktteilnehmer u. U. nicht sichergestellt oder zumindest nicht leicht nachgewiesen werden könne. Dies ist aber stark gestaltungsabhängig, da Transparenz durch Veröffentlichungspflichten sichergestellt werden kann.
- **Ausschreibungen** erfordern eine stärkere Vereinheitlichung von Produkthanforderungen, Preisstrukturen und anderen Konditionen, um Angebote vergleichbar zu machen. Solche Vereinheitlichungen führen tendenziell zu Effizienzeinbußen im Vergleich zu bilateralen Verhandlungen, da die Produkte nicht gleichermaßen individuell auf den Einzelfall angepasst werden können. Dies muss jedoch nicht so weit gehen, dass Anbieter nur noch Preise für standardisierte Produkte bieten können, sondern kann noch Spielraum für differenzierte, ggf. noch individuell weiter verhandelbare Angebote lassen.
- **Auktionen** weisen unter den hier betrachteten Marktformen den höchsten Grad an Organisiertheit auf. Sie setzen eine vollständige Standardisierung der Produkte voraus, sodass die Gebote in Form einer Merit Order gereiht und hierauf basierend Zuschläge erteilt werden können. Auktionen sind hochgradig transparent und – sofern keine prinzipiellen Zutrittsbarrieren für bestimmte Anbietertypen bestehen – diskriminierungsfrei, können je nach Produkteigenschaften aber auch große Effizienzeinbußen infolge der erforderlichen Produktvereinheitlichung verursachen. Dafür weisen sie aufgrund der Produktvereinheitlichung und des Verzichts auf Einzelverhandlungen mit den Bietern tendenziell geringere Transaktionskosten als die verhandlungsbasierten Marktformen auf.

Welche Marktform für welche Art von Beschaffungsentscheidungen am besten geeignet ist, hängt von vielen Aspekten wie etwa ihrer allokativen Effizienzwirkungen (effiziente Nutzung vorhandener Ressourcen), ihrer dynamischen Effizienzwirkungen (Anreize für Investitionsentscheidungen), ihrer Transaktionskosten und ihrer Anfälligkeit für Risiken des Marktversagens (siehe unten) ab, die bei der Ausgestaltung des Marktdesigns abgewogen werden müssen.

### Vorteile marktlicher Beschaffungsmechanismen

Marktliche Beschaffungsmechanismen bieten gegenüber regulierten Mechanismen in verschiedenen Aspekten prinzipielle Vorteile:

- Marktmechanismen ermöglichen – zumindest bei idealer Funktionsweise – eine **effiziente Preisfindung** unter Berücksichtigung der Grenzkosten bzw. Grenznutzen der Marktteilnehmer und verschaffen den Marktteilnehmern somit **effiziente Anreize** für ihre Gebots- und Investitionsentscheidungen. Sie leisten dies trotz der zwischen Anbietern, Nachfragern und Regulierungsbehörden typischerweise vorhandenen Informationsasymmetrie über die Kosten der Leistungserbringung, d. h. hier der Blindleistungsbereitstellung.

- Hierdurch ermöglichen (liquide) Märkte eine **effiziente Ressourcenallokation** bestehender Ressourcen.
- Märkte bieten Anbietern Gewinnchancen (anders als z. B. kostenbasierte Entschädigungsregelungen) und vermitteln somit **Anreize zur Erschließung weiterer Angebotspotenziale** sowohl durch Einbeziehung bereits bestehender, aber zuvor noch ungenutzter Ressourcen als auch durch Investition in neue Ressourcen.

### Effizienz Nachteile und Risiken von Marktmechanismen für die Blindleistungsbeschaffung

Diese grundsätzlichen Vorteile der marktlichen Gestaltung von Beschaffungsmechanismen – eine praktische Umsetzbarkeit vorausgesetzt – können allerdings durch verschiedene Effizienz Nachteile und Risiken relativiert oder sogar konterkariert werden. Hinsichtlich der Blindleistungsbeschaffung erscheinen insbesondere die folgenden Aspekte berücksichtigungsrelevant:

- Marktliche Mechanismen können je nach Ausgestaltung hohe **Transaktionskosten** für die Organisation und Durchführung der marktlichen Prozesse bei Marktbetreibern und -teilnehmern verursachen. Hohe Transaktionskosten können allerdings – ebenfalls gestaltungsabhängig – auch bei regulierten Mechanismen auftreten.
- Märkte für Blindleistung weisen – etwa im Vergleich zu Wirkleistungsmärkten mit bundesweiten Gebotszonen – eine höhere Anfälligkeit für **Liquiditätsmangel** auf, v. a. in den betrieblichen Entscheidungsstufen, da dann nur die bereits errichteten Kapazitäten zur Blindleistungsbereitstellung zur Verfügung stehen. Mangelnde Liquidität äußert sich darin, dass Marktteilnehmer Schwierigkeiten haben können, Handelspartner für die gewünschten Transaktionen zu finden, und dass die Zahl und/oder das Volumen der stattfindenden Transaktionen gering bleiben.

Ein wesentlicher Grund für diese Anfälligkeit ist die starke Ortsbezogenheit von Blindleistung, die dazu führen kann, dass fallweise nur wenige oder gar keine Blindleistungsquellen verfügbar sein können, um den örtlichen Bedarf auf technisch effiziente Weise (d. h. mit vertretbaren Transportverlusten und sonstigen „Nebenwirkungen“) zu decken. Aus der Anbieterperspektive wird die Marktliquidität dadurch eingeschränkt, dass Netzbetreiber über eigene Ressourcen zur Blindleistungsbereitstellung und Spannungsregelung verfügen und Angebote daher nicht sicher auf ausreichende Nachfrage stoßen.

Liquiditätsmangel kann zu Unsicherheiten hinsichtlich der Absatzmöglichkeiten seitens der Anbieter und der Nachfragedeckung seitens der Netzbetreiber führen. Illiquide Märkte führen tendenziell zu ineffizienten Preissignalen und zu Effizienzeinbußen bei der Ressourcenallokation. Die Anfälligkeit für Liquiditätsmangel und das Ausmaß dieser Auswirkungen hängen dabei u. a. von der Ausgestaltung der Märkte wie auch von der Frage ab, ob Nachfragern Rückfalloptionen zur Bedarfsdeckung etwa durch eigene Investitionen zur Verfügung stehen.

- Aus ähnlichen Gründen – aber nicht zwingend mit Liquiditätsmängeln verknüpft – dürften Blindleistungsmärkte deutlich anfälliger für **Marktmachtmissbrauch** sein als Wirkleistungsmärkte, wobei das Ausmaß auch dieses Risikos vom Gegenstand und von der Gestaltung der Märkte abhängt. Marktmacht äußert sich in der Fähigkeit einzelner Marktteilnehmer, das Preisniveau zu beeinflussen. Sie kann hier dadurch entstehen, dass ortswise nur wenige zur Bedarfsdeckung geeignete Blindleistungsquellen verfügbar sind oder ein großer Teil der verfügbaren Quellen durch ein und denselben Marktteilnehmer vermarktet wird.

Die Ausübung von Marktmacht kann zu einer ineffizienten Preisbildung und Ressourcenallokation führen, etwa indem marktmächtige Anbieter Angebotspotenziale zurückhalten oder zu überhöhten Preisen bieten. Grundsätzlich ist auch vorstellbar, dass Netzbetreiber – die nachfrageseitig praktisch unvermeidbar über Marktmacht verfügen – durch Nachfragezurückhaltung das Marktergebnis beeinflussen.

Marktmacht bei der Blindleistungsbeschaffung wird nicht allein dadurch ausgeschlossen, dass Netzbetreiber auf die Alternative netzseitiger Blindleistungsquellen wie z. B. Kompensationsanlagen zurückgreifen können. Vielmehr kann die Beeinflussung des Preisniveaus durch Marktmacht auch unterhalb des Niveaus stattfinden, ab dem netzseitige Maßnahmen vorteilhaft werden. Aus der Möglichkeit der netzseitigen Bereitstellung kann aber zumindest eine Preisschranke für die marktliche Beschaffung hervorgehen. In betrieblichen Entscheidungsstufen stehen den Netzbetreibern allerdings generell nur die bereits errichteten netzseitigen Q-Kapazitäten zur Verfügung, sodass kurzfristig keine zusätzlichen Kapazitäten realisiert werden können.

Falls Marktmacht auftritt, können zur Eindämmung der damit verbundenen Risiken regulierte Preisobergrenzen in Betracht gezogen werden. Dies ist allerdings mit Einbußen hinsichtlich des angestrebten Nutzens der marktlichen Beschaffung verbunden.

- Neben den Anfälligkeiten für Liquiditätsmangel und Marktmachtmissbrauch können Märkte für netzdienliche Leistungen auch eine Anfälligkeit für **strategisches Verhalten** der Anbieter aufweisen, das auf eine bewusste Erhöhung der Nachfrage und somit der Absatzmöglichkeiten für die eigenen Ressourcen zielt. Dieses Risiko wird mit Blick auf mögliche lokale Märkte für netzdienliche (Wirkleistungs-) Flexibilität zurzeit intensiv unter der Bezeichnung „Inc-dec-Gaming“ diskutiert. Wesentliche Voraussetzungen für das Entstehen solcher Anreize sind, dass Anbieter an den betreffenden Märkten Gewinne realisieren können und dass sie über Möglichkeiten verfügen, die Höhe der Nachfrage durch ihr Verhalten zu beeinflussen.

Im Fall der Blindleistungsbeschaffung wäre z. B. vorstellbar, dass Anbieter in Zeiträumen, in denen Netzbetreiber keine Blindleistung von ihnen abrufen, bewusst ein für die Spannungssituation im Netz ungünstiges Blindleistungsverhalten ansteuern und so einen entsprechend stärkeren Abruf provozieren. Dieses Verhalten ist wettbewerbsrechtlich zwar vermutlich nicht rechtswidrig, sofern es nicht mit Marktmachtausübung verbunden ist, kann aber ggf. eingedämmt werden, indem Anbietern enge Vorgaben für ihr Blindleistungsverhalten in Zeiträumen ohne Blindleistungsabruf auferlegt werden. Vorstellbar wäre auch eine gezielte nachteilige Beeinflussung der lokalen Blindleistungssituation durch Kollusion mit anderen Akteuren, die entsprechende Einflussmöglichkeiten haben; dieses Verhalten wäre aber eindeutig rechtswidrig und somit sanktionierbar.

- Die Effizienz von Märkten kann generell durch **externe Effekte** beeinträchtigt werden, die zu Diskrepanzen zwischen individuellen und volkswirtschaftlichen Kosten- bzw. Nutzenwirkungen führen. Als ein solcher Effekt kann hier die Überlagerung von Anreizen bei den Netzbetreibern durch die Wirkungen der Anreizregulierung gesehen werden. Dies kann sich darin äußern, dass Netzbetreiber bei rationalem Verhalten nicht die (volkswirtschaftlich) kostengünstigsten Lösungsoptionen zur Deckung ihres Blindleistungsbedarfs wählen, sondern die Optionen, die unter Berücksichtigung der Regelungen zur Kostenkalkulation und Anreizregulierung die besten Ertragschancen bieten. Anreize dieser Art können etwa durch die unterschiedliche regulatorische Behandlung von Kapital- und Betriebskosten o-

der die unterschiedliche Behandlung verschiedener Betriebskostenelemente entstehen (siehe Abschnitt 4.2).

Diese Effizienz Nachteile und Risiken müssen bei der Bewertung vorgeschlagener Modelle für die marktliche Blindleistungsbeschaffung mit den Vorteilen einer marktlichen Gestaltung abgewogen werden, um ihre Eignung im Vergleich zu regulierten Mechanismen zu beurteilen. Soweit eine rein marktliche Gestaltung aufgrund dieser Risiken als ungeeignet erkannt wird, kann zur Abmilderung bestimmter Risiken auch die Kombination marktlicher mit regulierten Mechanismen wie z. B. Preisobergrenzen oder Teilnahmepflichten in Betracht gezogen werden.

#### **Zusammenfassung dieses Abschnitts**

- Bei der Gestaltung von Modellen für die Blindleistungsbeschaffung können marktliche und/oder regulierte Mechanismen – ggf. auch in Kombination miteinander – zur Anwendung kommen.
- Für unterschiedliche Entscheidungsstufen können dabei unterschiedliche Mechanismen geeignet sein. Es kann nach Entscheidungen über die Errichtung von Kapazität zur Blindleistungsbereitstellung, über deren betriebliche Vorhaltung sowie über den betrieblichen Einsatz von Blindarbeit differenziert werden. Mit Blick auf technische und andere Aspekte kann zudem eine Differenzierung nach Spannungsebenen sinnvoll sein.
- Marktliche Mechanismen können verschiedenen Grundformen zugeordnet werden. Für die Blindleistungsbeschaffung kommen grundsätzlich v. a. bilaterale Verhandlungen, Ausschreibungen und Auktionen in Frage.
- Marktliche Beschaffungsmechanismen im Rahmen funktionierender Märkte weisen im Vergleich zu regulierten Mechanismen grundsätzlich Vorteile durch Überwindung von Informationsasymmetrien zwischen Nachfragern, Anbietern und Aufsichtsbehörden auf. Sie können z. B. zur Bildung effizienter Preise und Anreize und hierdurch zu einer effizienten Ressourcenallokation beitragen und Anreize zur Erschließung weiterer Angebotspotenziale vermitteln.
- Möglichen Vorteilen marktlicher Mechanismen können jedoch verschiedene Effizienz Nachteile und Risiken etwa durch Transaktionskosten, Liquiditätsmangel, Markt-machtmissbrauch und strategisches Verhalten der Marktteilnehmer sowie externe Effekte wie z. B. Anreizüberlagerungen bei den Netzbetreibern gegenüberstehen.
- Diese Vor- und Nachteile müssen bei der Bewertung vorgeschlagener Modelle für die marktliche Blindleistungsbeschaffung abgewogen werden, um ihre Eignung im Vergleich zu regulierten Mechanismen wie auch die Eignung möglicher Kombinationen von marktlichen und regulierten Mechanismen zu beurteilen. Hierbei sind auch technische Aspekte wie die räumliche Wirkungsreichweite von Blindleistung zu berücksichtigen.

### 4.3 Rechtlicher Rahmen der Blindleistungsbeschaffung

Jedes zukünftige System der Blindleistungsbeschaffung muss den rechtlichen Rahmen beachten. Dem europäischen Rechtsrahmen kommt dabei eine besondere Bedeutung zu. Anders als der nationale Rechtsrahmen kann Ersterer nicht allein durch den deutschen Gesetz- und Verordnungsgeber angepasst werden. Der europäische Rechtsrahmen ist daher mit Blick auf ein zukünftiges Modell der Blindleistungsbeschaffung als feststehend anzusehen.

#### 4.3.1 Der Europäische Rechtsrahmen

Der die Blindleistungsbeschaffung betreffende europäische Rechtsrahmen kann in zwei Blöcke unterteilt werden: das Sekundärrecht und die Netzkodizes. Das „Clean Energy Package“ (nachfolgend als „CEP“ bezeichnet) hat den ersten Block 2019 reformiert. Das CEP beinhaltet den aktuellen Rechtsrahmen der Europäischen Union für den Energiebinnenmarkt bis 2030. Teil des CEP sind die Strommarktrichtlinie<sup>10</sup> und die Strommarktverordnung<sup>11</sup>, die auch Vorgaben für die Blindleistungsbeschaffung regeln. Der zweite Block, die Netzkodizes, enthalten technische Anforderungen.

##### 4.3.1.1 Die Strommarktrichtlinie

Die Strommarktrichtlinie gilt als Richtlinie nicht unmittelbar in den Mitgliedstaaten, sondern muss durch den deutschen Gesetzgeber in nationales Recht umgesetzt werden. Die Umsetzung muss bis 31. Dezember 2020 erfolgt sein. „Umsetzung“ bedeutet dabei, dass der entsprechende Gesetzes- und Verordnungsrahmen bis zu diesem Datum in Kraft ist.

#### Rechtliche Einordnung der Blindleistungsbeschaffung

Die Erbringung von Blindleistung stellt eine „nicht-frequenzgebundene Systemdienstleistung“ im Sinne des Art. 2 Nr. 49 der Strommarktrichtlinie (nachfolgend als „nf-Systemdienstleistung“ bezeichnet) dar. Nach dieser Vorschrift sind nf-Systemdienstleistungen

*„[...] von Übertragungs- oder Verteilernetzbetreibern genutzte [...] Dienstleistung[en] für statische Spannungsregelung, die Einspeisung von dynamischem Blindstrom, Trägheit der lokalen Netzstabilität, Kurzschlussstrom, Schwarzstartfähigkeit und Inselbetriebsfähigkeit“.*

Die nf-Systemdienstleistungen sind wiederum eine „Systemdienstleistung“ im Sinne des Art. 2 Nr. 48 der Strommarktrichtlinie.

#### Grundsätze für die Blindleistungsbeschaffung

Die Beschaffung von nf-Systemdienstleistungen ist nach Art. 40 Abs. 1 lit. i der Strommarktrichtlinie Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber, fällt jedoch nach Art. 31 Abs. 1, 6 und 7 der Strommarktrichtlinie ebenso in den Aufgabenbereich der Verteilernetzbetreiber hinsichtlich ihres Bedarfs, um das Verteilernetz sicher, zuverlässig und effizient zu betreiben, zu warten und auszubauen.

---

<sup>10</sup> Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU.

<sup>11</sup> Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt.

Die Grundsätze der Beschaffung sind dabei in Art. 31 Abs. 7 und 8 (für die Verteilernetzbetreiber) und Art. 40 Abs. 4 bis 6 (für die Übertragungsnetzbetreiber) der Strommarktrichtlinie geregelt.

### **Verteilernetzbetreiber**

Art. 31 Abs. 7 der Strommarktrichtlinie bestimmt, dass die Verteilernetzbetreiber „*bei der Erfüllung der in Absatz 6 angeführten Aufgaben*“ die für ihr Verteilernetz benötigten nf-Systemdienstleistungen

*„nach transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren“*

zu beschaffen haben. Nach Art. 31 Abs. 6 der Strommarktrichtlinie müssen die von dem Verteilernetzbetreiber für die Beschaffung von für den leistungsfähigen, zuverlässigen und sicheren Betrieb des Verteilernetzes erforderlichen Produkten und Leistungen, erlassenen Vorschriften objektiv, transparent und diskriminierungsfrei sein, wenn der Verteilernetzbetreiber für die Beschaffung dieser Produkte und Leistungen zuständig ist.

Von dem Erfordernis einer marktgestützten Beschaffung in Art. 31 Abs. 7 der Strommarktrichtlinie bestehen zwei Ausnahmen:

- Die Regulierungsbehörde ist zu der Einschätzung gelangt, dass eine marktgestützte Beschaffung wirtschaftlich nicht effizient ist, und hat eine Ausnahme gewährt,<sup>12</sup> oder
- es handelt sich um vollständig integrierte Netzkomponenten.

„Vollständig integrierte Netzkomponenten“ sind nach Art. 2 Nr. 51 der Strommarktrichtlinie

*„Netzkomponenten, die in das Übertragungs- oder Verteilernetz integriert sind, einschließlich Energiespeicheranlagen, und die ausschließlich der Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungs- oder Verteilernetzes und nicht dem Systemausgleich oder Engpassmanagement dienen“.*

Blindleistung aus Drosseln, Spulen oder anderen Netzbetriebsmittel, die vollständig in das Netz integriert sind, müssen die Verteilernetzbetreiber damit nicht in einem marktgestützten Verfahren beschaffen. Solche Netzbetriebsmittel dürfen sie weiterhin errichten, besitzen und betreiben. Anders als bei der Ausnahme, die die Regulierungsbehörde von dem Erfordernis der marktgestützten Beschaffung gewähren kann, hängt die Nutzung vollständig integrierter Netzkomponenten für die Erbringung von nf-Systemdienstleistungen nicht davon ab, dass eine marktgestützte Beschaffung wirtschaftlich nicht effizient ist.<sup>13</sup>

Art. 31 Abs. 8 der Strommarktrichtlinie konkretisiert Abs. 7 der Vorschrift. So muss sichergestellt sein, dass alle qualifizierten Marktteilnehmer – einschließlich der Marktteilnehmer aus den Bereichen erneuerbare Energiequellen, Laststeuerung<sup>14</sup>, Energiespeicheranlagen und Aggregation<sup>15</sup> – wirksam beteiligt werden. Dies soll insbesondere dadurch geschehen, dass die Regulierungsbehörden und die Verteilernetzbetreiber in enger Zusammenarbeit mit allen

---

<sup>12</sup> Zu der Frage, unter welchen Voraussetzungen anzunehmen ist, dass eine marktgestützte Beschaffung unwirtschaftlich ist, siehe nachfolgend unter „Unwirtschaftlichkeit einer marktgestützten Beschaffung“.

<sup>13</sup> Siehe aber die besonderen Regelungen für Energiespeicheranlagen (definiert in Art. 2 Nr. 60 der Strommarktrichtlinie) in Art. 36 Abs. 2 bis 4 und Art. 54 Abs. 2 bis 5 der Strommarktrichtlinie.

<sup>14</sup> Siehe hierzu die Definition in Art. 2 Nr. 20 der Strommarktrichtlinie.

<sup>15</sup> Siehe hierzu die Definition in Art. 2 Nr. 18 der Strommarktrichtlinie.

Marktteilnehmern, einschließlich den Übertragungsnetzbetreibern, auf der Grundlage der technischen Merkmale des Markts und der Fähigkeiten aller Marktteilnehmer die technischen Modalitäten für die Marktteilnahme festlegen.

### **Übertragungsnetzbetreiber**

Für die Beschaffung von nf-Systemdienstleistungen durch die Übertragungsnetzbetreiber sehen Art. 40 Abs. 4 bis 6 der Strommarktrichtlinie ähnliche Anforderungen vor.

Nach Art. 40 Abs. 5 müssen über den Verweis auf Abs. 4 der Vorschrift nf-Systemdienstleistungen im Rahmen

*„transparente[r], diskriminierungsfreie[r] und marktgestützte[r] Verfahren“*

beschafft werden. Vergleichbar mit Art. 31 Abs. 8 der Strommarktrichtlinie ist die Beteiligung aller qualifizierten Elektrizitätsunternehmen und Marktteilnehmer, einschließlich der Marktteilnehmer aus den Bereichen erneuerbarer Energiequellen, Laststeuerung, Energiespeichereinrichtungen und Aggregation, sicherzustellen, und sind zu diesem Zweck von den Regulierungsbehörden und den Übertragungsnetzbetreibern in enger Zusammenarbeit mit allen Marktteilnehmern auf der Grundlage der technischen Merkmale des Markts die technischen Anforderungen für die Marktteilnahme festzulegen.

Dadurch soll insbesondere sicher erreicht werden, dass die Übertragungsnetzbetreiber nf-Systemdienstleistungen grundsätzlich von Ressourcen wie dezentraler Erzeugung, Laststeuerung oder Energiespeicherung in Anspruch nehmen.

Wie für die Verteilernetzbetreiber sieht Art. 40 Abs. 5 der Strommarktrichtlinie als Ausnahme von den Grundsätzen der Beschaffung vor, dass die Regulierungsbehörde eine marktgestützte Beschaffung als wirtschaftlich nicht effizient einschätzt und insoweit eine Ausnahme gewährt, oder es sich – nach Art. 40 Abs. 7 der Strommarktrichtlinie – um vollständig integrierte Netzkomponenten handelt.

Zusätzlich sind die Übertragungsnetzbetreiber nach Art. 40 Abs. 6 der Strommarktrichtlinie verpflichtet, in einem transparenten und partizipatorischen Verfahren, an dem alle relevanten Netznutzer und der Verteilernetzbetreiber teilnehmen, die Spezifikationen für die beschafften nf-Systemdienstleistungen und erforderlichenfalls mindestens auf der Ebene der Mitgliedstaaten vereinheitlichte Marktprodukte für die nf-Systemdienstleistungen festzulegen. Die Festlegung der Spezifikationen soll die wirksame und diskriminierungsfreie Beteiligung aller Marktteilnehmer sicherstellen. Die Festlegung der Spezifikationen und der Marktprodukte bedürfen der Genehmigung durch die Regulierungsbehörde, soweit diese die Festlegungen nicht gleich selbst trifft.

Unabhängig davon haben die Übertragungsnetzbetreiber alle erforderlichen Informationen mit den Verteilernetzbetreibern auszutauschen und sich mit diesen abzustimmen, damit die Ressourcen optimal genutzt werden, die Netze sicher und effizient betrieben werden und die Marktentwicklung erleichtert wird.

Für ihre Tätigkeit werden die Übertragungsnetzbetreiber *„angemessen vergütet“*. Dies bedeutet, sie sollen alle ihnen hier entstehenden vertretbaren Kosten decken können, einschließlich der Kosten für die erforderliche Informations- und Kommunikationstechnik und die Infrastrukturkosten.

## Reichweite der Blindleistungsbeschaffung / Verhältnis Strommarktrichtlinie – NC RfG

In der Kommission ist die Frage aufgekommen, in welchem Verhältnis die technischen Vorgaben aus den Netzkodizes zu den Pflichten aus der Strommarktrichtlinie stehen.

Insbesondere der Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger – VO (EU) Nr. 2016/631 (NC RfG) enthält technische Vorgaben für den Anschluss von Erzeugungsanlagen. Für die Blindleistung gibt der NC RfG einen Maximalbereich vor, bis zu dem Erzeugungsanlagen national einheitliche technische Vorgaben gemacht werden können. Kann eine Erzeugungsanlage die Vorgaben nicht erfüllen, muss der Netzbetreiber sie nicht anschließen. Zusätzliche Anforderungen können nur vertraglich vereinbart werden und nicht zur Voraussetzung für den Netzanschluss gemacht werden.

Nach einer Auffassung wird durch den NC RfG der Anwendungsbereich des Art. 30 Abs. 7 und Art. 40 Abs. 4 und 5 der Strommarktrichtlinie eingeschränkt. Der NC RfG regle bereits die Anforderungen an die Fähigkeit der Anlagen hinsichtlich der Blindleistungskapazität abschließend, sodass für die Beschaffung von Blindleistung mittels eines marktgestützten Verfahrens bis zum Maximalbereich des NC RfG durch den Netzbetreiber kein Raum bleibe. Dementsprechend sei die Strommarktrichtlinie im Sinne einer einheitlichen Rechtsanwendung des europäischen Rechts so auszulegen, dass sie im Anwendungsbereich des NC RfG keine Vorgaben trifft. Nur Anforderungen und Leistungen, die über den Anwendungsbereich des NC RfG hinausgehen, müsse der Netzbetreiber im Sinne der Strommarktrichtlinie beschaffen und hierfür grundsätzlich ein marktgestütztes Verfahren verwenden; es sei denn die Regulierungsbehörde gelangt zu der Einschätzung, dass die marktgestützte Beschaffung wirtschaftlich nicht effizient ist und sie gewährt eine Ausnahme. Fähigkeiten der Anlage, die diese auf der Grundlage der Vorgaben des NC RfG erfüllen muss, müsse der Netzbetreiber danach nicht im Sinne der Strommarktrichtlinie beschaffen. Ob eine Vergütung für die Blindleistung gezahlt wird, regle weder der NC RfG noch die Strommarktrichtlinie ausdrücklich. Die Entscheidung darüber bleibe dem Mitgliedsstaat vorbehalten.

Nach einer anderen Auffassung schränkt der NC RfG den Anwendungsbereich der Art. 30 Abs. 7 und Art. 40 Abs. 4 und 5 der Strommarktrichtlinie nicht ein, sondern ermöglicht es dem Mitgliedsstaat nur, einheitliche technische Standards für die Auslegung und den Betrieb von Erzeugungsanlagen zu setzen, die zur Voraussetzung für den Netzanschluss gemacht werden können. Dabei wird davon ausgegangen, dass der NC RfG nicht nur die Fähigkeiten der Stromerzeugungsanlagen regle, sondern auch Anforderungen an den Betrieb stelle. Dementsprechend enthalten auch die nationalen Anschlussbedingungen nicht nur die Anforderungen an die Fähigkeit der Anlagen, sondern regeln auch die Einspeisung von Blindstrom. Nach dieser Auffassung ermöglicht der NC RfG es nur, an Erzeugungsanlagen einheitliche Vorgaben zu stellen, damit Netzbetreiber sicherstellen können, dass ihnen genügend Blindleistungspotential zur Spannungshaltung aus Erzeugungsanlagen zur Verfügung steht. Dadurch müssen Netzbetreiber sich nicht auf einen freiwilligen Vertragsschluss mit den Betreibern von Erzeugungsanlagen verlassen, sondern Erzeugungsanlagen sind verpflichtet, die Anforderungen zu erfüllen, wenn der Netzbetreiber diese in seinem Anschlussvertrag vorsieht. Über eine marktgestützte Beschaffung der Blindleistung und eine Vergütung trifft der Netzkodex aber keine Aussage. Ob Netzbetreiber kostenlos auf die Potentiale der Erzeugungsanlagen zugreifen dürfen oder ob sie entstehende Verluste und/oder zusätzliche Kosten bezahlen müssen, regle nicht der NC RfG, sondern allein die Strommarktrichtlinie.

#### Zusammenfassung dieses Abschnitts

- Es ist europarechtlich vorgesehen, dass die Verteilernetz- und Übertragungsnetzbetreiber ihren Blindleistungsbedarf ab 2021 durch ein transparentes, diskriminierungsfreies und marktgestütztes Verfahren decken, soweit die Regulierungsbehörde keine Ausnahme gewährt hat, weil eine marktgestützte Beschaffung ihrer Einschätzung nach wirtschaftlich ineffizient ist. Im Rahmen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren müssen die Netzbetreiber alle qualifizierten Marktteilnehmer wirksam beteiligen. Die europarechtlichen Vorgaben müssen nationalrechtlich noch umgesetzt werden.
- Die Regulierungsbehörde und die Netzbetreiber müssen in enger Zusammenarbeit mit allen Marktteilnehmern auf der Grundlage der technischen Merkmale des Markts und der Fähigkeiten aller Marktteilnehmer die technischen Modalitäten für eine Marktteilnahme festlegen.
- Die Übertragungsnetzbetreiber oder die Regulierungsbehörde müssen in einem transparenten und partizipatorischen Verfahren, an dem alle relevanten Netznutzer und die Verteilernetzbetreiber teilnehmen, die Spezifikationen für die Blindleistung und die erforderlichenfalls mindestens auf der Ebene der Mitgliedstaaten vereinheitlichte Marktprodukte festlegen.
- Zu der Frage der Reichweite der Blindleistungsbeschaffung bzw. des Verhältnisses zwischen Strommarktrichtlinie und NC RfG bestehen innerhalb der Kommission zwei Auffassungen.

### Marktgestützte Beschaffung und Unwirtschaftlichkeit einer solchen

#### Marktgestützte Beschaffung durch Ausschreibungen

Eine wichtige Neuerung des CEP ist, dass Netzbetreiber Blindleistung grundsätzlich in einem marktgestützten Verfahren beschaffen müssen. Derzeit ist unklar, was „marktgestützt“ heißt. Unter diesen Begriff sind jedenfalls nicht nur Ausschreibungen zu fassen.

So verwendet der Richtliniengeber in der Strommarktrichtlinie sowohl den Begriff des Ausschreibungsverfahrens („*tendering procedure*“) als auch den der marktgestützten Beschaffung („*market-based procedure*“). So fordert die Strommarktrichtlinie ein Ausschreibungsverfahren, soweit es um (unter anderem) den Betrieb von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge durch Verteilernetzbetreiber (Art. 33 Abs. 3) sowie den Betrieb von Energiespeicheranlagen durch Verteilernetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber (Art. 36 Abs. 2 und 54 Abs. 2) geht.<sup>16</sup> Einer marktgestützten Beschaffung bedarf es dagegen für die Beschaffung von Systemdienstleistungen. Die Nutzung der Begriffe in unterschiedlichen Zusammenhängen lässt erkennen, dass der Richtliniengeber diese offensichtlich nicht beliebig, sondern bewusst und zielgerichtet ver-

---

<sup>16</sup> Eine weitere – für die Frage hier jedoch unergiebig – Regelung enthält Art. 51 Abs. 7 lit. b der Strommarktrichtlinie, der vorsieht, dass die Regulierungsbehörde bei der Nichtdurchführung einer in dem zehnjährigen Netzentwicklungsplan vorgesehenen Investition an Stelle des betreffenden Übertragungsnetzbetreibers tätig werden muss.

wendet. Daraus folgt, dass der Richtlinienggeber beiden Begriffen vermutlich nicht denselben Inhalt beimisst.

Da ein diskriminierungsfreies Ausschreibungsverfahren insbesondere europarechtlich als *das* Instrument anzusehen ist, den Markt weitest möglich einzubeziehen und eine Leistung wirtschaftlich zu beschaffen – siehe nur das europarechtlich determinierte „klassische“ Vergaberecht in den §§ 97 ff. GWB –, dürfte es sich mit Blick auf die Strommarktrichtlinie bei einem Ausschreibungsverfahren nur um *eine*, aber um eine gut geeignete Form einer marktgestützten Beschaffung handeln.

Dieses Verständnis stützt Ausführungen in anderen energiebezogenen Richtlinien und (Kommissions-)Dokumenten. So heißt es im Erwägungsgrund 19 der Erneuerbaren-Richtlinie<sup>17</sup>:

*„Erwiesenermaßen lassen sich die Förderkosten mit marktbasierenden Mechanismen, beispielsweise Ausschreibungsverfahren, auf wettbewerbsorientierten Märkten in vielen Fällen wirksam verringern.“ [Hervorhebung nur hier.]*

In Rn. 109 ihrer Energie- und Beihilfeleitlinien führt die Kommission zu Investitions- und Betriebsbeihilfen für erneuerbare Energien aus:

*„Marktinstrumente wie Auktionen oder Ausschreibungen, an denen alle Erzeuger, die Strom aus erneuerbaren Energiequellen erzeugen, unter denselben Bedingungen auf EWR-Ebene teilnehmen können, dürften in der Regel gewährleisten, dass Subventionen mit Blick auf ihr vollständiges Auslaufen auf ein Minimum begrenzt werden.“ [Hervorhebung nur hier.]*

Es bleibt somit festzuhalten, dass die Strommarktrichtlinie für die Blindleistungsbeschaffung nicht die Durchführung eines Ausschreibungsverfahrens fordert, sondern auch andere marktliche Verfahren zulässt.

In diesem Zusammenhang ist zu beachten, dass die räumlichen Grenzen der Beschaffung von Blindleistung der Durchführung eines Ausschreibungsverfahrens nicht von vornherein entgegenstehen. So muss ein Ausschreibungsverfahren keinen deutschland- oder europaweiten „Einzugsbereich“ haben, sondern kann auch örtlich begrenzt sein.

### **Marktgestützte Beschaffung auf andere Art und Weise**

Das CEP lässt die Beschaffung von Blindleistung nicht nur durch Ausschreibungen zu, sondern auch in anderer – marktlicher – Art und Weise. Dabei sind jedoch die Anforderungen, die die Strommarktrichtlinie an die Beschaffung von nf-Systemdienstleistungen und damit auch Blindleistung stellt, nicht aus dem Blick zu verlieren. So muss die Beschaffung nach transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren erfolgen.

Insbesondere bedarf es der Einbeziehung aller in Betracht kommender Marktteilnehmer sowie der Festlegung von Kriterien, welche die Eignung der Blindleistungserbringer und der zu beschaffenden Blindleistung abbilden. Diese Vorgaben kommen denen in einem Ausschreibungsverfahren geltenden bereits sehr nahe. Der Entwicklung eines zukünftigen Modells für die Blindleistungsbeschaffung sind daher jedenfalls Grenzen gesetzt, soweit es um eine Form der marktgestützten Beschaffung geht, die hinter einem Ausschreibungsverfahren zurückbleibt.

### **Unwirtschaftlichkeit einer marktgestützten Beschaffung**

---

<sup>17</sup> Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen.

Die Regulierungsbehörde hat das Recht, eine Ausnahme von der marktgestützten Beschaffung zu gewähren, wenn sie zu der Einschätzung gelangt, dass eine solche Beschaffung wirtschaftlich nicht effizient ist. Unter welchen Voraussetzungen anzunehmen ist, dass die marktgestützte Beschaffung ineffizient ist, lässt sich der Strommarktrichtlinie nicht entnehmen. Davon dürfte jedoch (nur) auszugehen sein, wenn hinreichend begründete Erkenntnisse dafür vorliegen, dass eine marktgestützte Beschaffung gegenüber einer nicht-marktgestützten Beschaffung ineffizienter ist. Es kommt insoweit also nicht darauf an, ob eine marktgestützte Beschaffung effizienter ist als die derzeitige Beschaffung, sondern umkehrt darauf, dass eine marktgestützte Beschaffung ineffizienter ist.

Der Richtliniengeber sieht für die Beschaffung von nf-Systemdienstleistungen eine marktgestützte Beschaffung zweifellos als Grundsatz an. Sein vorrangiges Ziel ist, durch eine marktgestützte Beschaffung allen qualifizierten Marktteilnehmern die Möglichkeit zu geben, nf-Systemdienstleistungen zu erbringen. Vor diesem Hintergrund kann es für die Annahme der Ineffizienz einer marktgestützten Beschaffung auch nicht ausreichen, sollte eine nicht-marktgestützte Beschaffung zwar nicht ineffizienter, aber auch nicht effizienter sein.

Die „Effizienz“ umfasst in der Regel sämtliche mit einer Beschaffung verbundenen Vor- und Nachteile. Für die Bewertung, ob eine marktgestützte Beschaffung ineffizient ist, dürften daher nicht allein die Beschaffungskosten der Netzbetreiber heranzuziehen sein, sondern auch die mit einer marktgestützten Beschaffung verbundenen Transaktionskosten und die Kosten aller Akteure, die mit der Blindleistungserbringung in Verbindung stehen. Im Sinne einer ganzheitlichen volkswirtschaftlichen Betrachtung sind neben dem Teilaspekt Blindleistungsbeschaffung auch weitere Aspekte zu berücksichtigen, wie bspw. Auswirkungen auf die Netzausbaukosten, Etablierung alternativer Technologien zur Spannungshaltung und die Netznutzungskosten.

#### **Zusammenfassung dieses Abschnitts**

- Unter einer marktgestützten Beschaffung sind sowohl Ausschreibungen als auch andere Beschaffungsverfahren zu verstehen.
- Von einer wirtschaftlichen Ineffizienz einer marktgestützten Beschaffung ist nur dann auszugehen, wenn hinreichend begründete Erkenntnisse dafür vorliegen, dass eine marktgestützte Beschaffung gegenüber einer nicht-marktgestützten Beschaffung ineffizienter ist.

#### **Vergütung der Blindleistungserbringung**

Eine mit der Blindleistungsbeschaffung zusammenhängende, jedoch davon zu trennende Frage ist, ob die Strommarktrichtlinie die Vergütung der Blindleistungserbringung – ob in Form einer reinen Entschädigung oder einer Entschädigung zuzüglich einer Marge – fordert oder zumindest ermöglicht.

Die Strommarktrichtlinie äußert sich hierzu nicht. Lediglich Art. 40 Abs. 6 der Strommarktrichtlinie sieht insoweit vor, dass

*„[d]ie Übertragungsnetzbetreiber [...] für die Beschaffung solcher Dienste angemessen vergütet [werden], damit sie zumindest die damit verbundenen vertretbaren Kosten decken können,*

*einschließlich der Ausgaben für die erforderlichen Informations- und Kommunikationstechnologien sowie der Infrastrukturkosten.“*

Abgesehen davon, dass die Vorschrift allein die Vergütung der Übertragungsnetzbetreiber regelt, sind hier – zumindest ausdrücklich – auch keine Kosten für die Vergütung der Erbringer von nf-Systemdienstleistungen genannt.

Aus dem Umstand, dass die Strommarktrichtlinie an keiner Stelle die Vergütung der Erbringer von nf-Systemdienstleistungen regelt, ist zu schließen, dass eine solche Vergütung nicht zwingend zu erfolgen hat. Aufgrund der wesentlichen Natur einer dahingehenden Pflicht wäre zu erwarten, dass der Richtliniengeber diese ausdrücklich geregelt hätte.

Jedoch steht die Strommarktrichtlinie einer Vergütung der Erbringer von nf-Systemdienstleistungen auch nicht entgegen, sondern lässt dies ohne weiteres zu. Der Richtliniengeber geht davon aus, dass für die Erbringung von (nf-)Systemdienstleistungen ein Markt zumindest geschaffen werden kann. Dies ergibt sich nicht nur aus dem Grundsatz, dass (nf-)Systemdienstleistungen marktgestützt zu beschaffen sind. In Erwägungsgrund 41 der Strommarktrichtlinie heißt es (in anderem Zusammenhang):

*„Die Produkte sollten auf allen Elektrizitätsmärkten, einschließlich Märkten für Systemdienstleistungen und Kapazitäten, definiert werden, um die Teilnahme an der Laststeuerung zu fördern.“*

Und Art. 2 Nr. 9 der Strommarktrichtlinie definiert „Elektrizitätsmärkte“ als

*„Elektrizitätsmärkte, einschließlich außerbörslicher Märkte und Strombörsen, Märkte für den Handel mit Energie, Kapazität, Regelreserve und Systemdienstleistungen für alle Zeitspannen, darunter auch Terminmärkte, Day-Ahead- und Intraday-Märkte“.*

Ein Markt ist der Ort, an dem Angebot und Nachfrage aufeinandertreffen und sich ein Preis für die betreffende Leistung bildet. Eine marktgestützte Beschaffung impliziert damit, dass die zu erbringende Leistung auch vergütet wird.

#### **4.3.1.2 Die Strommarktverordnung**

Europäische Verordnungen gelten – anders als Richtlinien – in den Mitgliedstaaten unmittelbar. Die Strommarktverordnung bedarf daher keiner Umsetzung in deutsches Recht, sondern muss ab 1. Januar 2020<sup>18</sup> als deutsches Recht beachtet werden.

##### **Grundsatz der marktgestützten Beschaffung**

Die Strommarktverordnung enthält bis auf Art. 20 Abs. 3 Satz 2 lit. f keine Vorschriften, die explizit die Blindleistungsbeschaffung (oder -erbringung) betreffen. Diese Vorschrift wiederholt für den Fall, dass insoweit eine „Knappheitssituation“ zu befürchten steht, den Grundsatz einer kosteneffizienten und marktgestützten Beschaffung von Systemdienstleistungen aus der Strommarktrichtlinie. Daneben gelten die in Art. 3 Abs. 1 der Strommarktverordnung geregelten allgemeinen „Grundsätze für den Betrieb der Elektrizitätsmärkte“. So handelt es sich bei dem (Handels-)Markt für Hilfsdienste nach Art. 2 Nr. 9 der Strommarktrichtlinie um einen Elektrizitätsmarkt. Diese Definition findet nach Art. 2 Nr. 40 der Strommarktverordnung eben-

---

<sup>18</sup> Siehe Art. 71 Abs. 2 der Strommarktverordnung.

so in deren Rahmen Anwendung. Zu den Grundsätzen für den Betrieb der Elektrizitätsmärkte gehören dabei unter anderen:

- Preise werden auf der Grundlage von Angebot und Nachfrage gebildet (lit. a).
- Die Marktvorschriften begünstigen die freie Preisbildung und lassen keine Maßnahmen zu, mit denen eine Preisbildung auf der Grundlage von Angebot und Nachfrage verhindert wird (lit. b).
- Den Kunden wird es ermöglicht, von den Marktchancen und dem erhöhten Wettbewerb auf den Endkundenmärkten zu profitieren, und sie werden in die Lage versetzt, als Marktteilnehmer am Energiemarkt und der Energiewende mitzuwirken (lit. d).
- Die Marktvorschriften bieten geeignete Investitionsanreize, damit Erzeugung, insbesondere langfristige Investitionen in ein dekarbonisiertes und nachhaltiges Stromsystem, Energiespeicherung, Energieeffizienz und Laststeuerung den Erfordernissen des Marktes Rechnung tragen, lauterer Wettbewerb ermöglichen und damit Versorgungssicherheit gewährleisten (lit. g).
- Die Marktvorschriften ermöglichen den Markteintritt und -austritt von Stromerzeugungs-, Energiespeicherungs- und Stromversorgungsunternehmen auf der Grundlage der von ihnen durchgeführten Bewertung der wirtschaftlichen und finanziellen Tragfähigkeit ihrer Tätigkeit (lit. n).

Dies unterstreicht noch einmal den in der Strommarkttrichtlinie ausführlich geregelten marktgestützten Ansatz der Beschaffung von (nf-)Systemdienstleistungen.

### Neuer Netzkodex für nf-Systemdienstleistungen

Ausdrücklich Gegenstand der Strommarktverordnung ist die Normsetzung insbesondere durch Netzkodizes<sup>19</sup>. Hier führt die Strommarktverordnung die entsprechenden Vorschriften der Stromhandelszugangsverordnung fort und modifiziert diese leicht. Diese Modifizierungen sind insoweit von Interesse, als dass Art. 59 Abs. 1 lit. d der Strommarktverordnung der EU-Kommission das Recht gibt, einen Netzkodex festzulegen mit

*„Regeln für die diskriminierungsfreie, transparente Erbringung nicht frequenzbezogener Systemdienstleistungen zur Umsetzung der Artikel 36, 40 und 54 der [Strommarkt-]Richtlinie (EU) 2019/..., darunter statische Spannungsregelung, Schwungmasse, dynamische Blindstromstützung, Schwungmasse für die Netzstabilität, Kurzschlussstrom, Schwarzstartfähigkeit und Fähigkeit zum Inselbetrieb“.*

Dadurch wird ein Tätigwerden des Gesetzgebers jedoch nicht von vornherein obsolet. Da der Geltungszeitraum der Strommarktverordnung „erst“ ein Jahr vor dem Ende der Umsetzungsfrist der Strommarkttrichtlinie beginnt, ist nicht zu erwarten, dass ein solcher Netzkodex bis dahin festgelegt ist. Dieses Modell der Blindleistungsbeschaffung wird sich dann aber an dem entsprechenden Netzkodex, so die EU-Kommission von ihrem Recht Gebrauch macht, messen lassen müssen und gegebenenfalls an dessen Vorschriften angepasst werden müssen.

---

<sup>19</sup> Hierzu siehe nachfolgend unter Ziffer 4.3.1.3

#### Zusammenfassung dieses Abschnitts

- Die Strommarktverordnung unterstreicht das Erfordernis einer (wirtschaftlich nicht ineffizienten) marktgestützten Blindleistungsbeschaffung.
- Die Europäische Kommission hat das Recht, einen neuen Netzkodex auch mit Regeln für die Blindleistungsbeschaffung festzulegen.

### 4.3.1.3 Die Netzkodizes

#### Hintergrund der Netzkodizes

Die Möglichkeit der Regelung bestimmter Rechtsbereiche durch Netzkodizes beruht auf Art. 58 Abs. 1 der Strommarktverordnung.

Was unter einem Netzkodex zu verstehen ist und welche Ziele damit verfolgt werden, beschreibt plastisch Erwägungsgrund 61 der Strommarktverordnung. Dort heißt es:

*„Es ist eine stärkere Zusammenarbeit und Koordinierung zwischen den Übertragungsnetzbetreibern erforderlich, um Netzkodizes für die Bereitstellung und die Handhabung des konkreten und transparenten Zugangs zu den Übertragungsnetzen über Grenzen hinweg zu schaffen und eine abgestimmte, ausreichend zukunftsorientierte Planung und solide technische Entwicklung des Übertragungsnetzes in der Union, einschließlich der Schaffung von Verbindungskapazitäten, unter gebührender Berücksichtigung von Umweltschutzaspekten sicherzustellen.“*

Die Netzkodizes sollen danach die Vorgaben der Richtlinien und Verordnungen konkretisieren bzw. weiter ausgestalten.

#### Regelung von Blindleistungsbeschaffung bzw. -erbringung in Netzkodizes

Einige Netzkodizes enthalten Regelungen, welche die Erbringung von Blindleistung betreffen. Dabei ist zu beachten, dass diese Regelungen allein technischer Natur sind und beispielsweise keine wirtschaftlichen Vorgaben treffen. Relevant sind insoweit folgende Netzkodizes:

- Die Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb – VO (EU) Nr. 2017/1485 (SOGL),
- der Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes – VO (EU) Nr. 2017/2196 (NC ER),
- der Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger – VO (EU) Nr. 2016/631 (NC RfG) und
- der Netzkodex für den Lastanschluss – VO (EU) Nr. 2016/1388 (NC DCC).

#### Implementierung der Netzkodizes in nationales Recht

Die Netzkodizes sind Rechtsakte der Kommission, die in den Mitgliedstaaten unmittelbar gelten.<sup>20</sup> Sie bedürfen daher keiner Umsetzung in deutsches Recht.

---

<sup>20</sup> Siehe Art. 59 Abs. 1 der Strommarktverordnung, wonach die EU-Kommission die Netzkodizes als Durchführungsrechtsakte erlässt.

Die Netzkodizes enthalten jedoch Anforderungen und Methoden, die auf nationaler Ebene festzulegen sind. Diese bedürfen einer – ebenfalls nationalen – Genehmigung durch eine „beauftragte Stelle“. Bei der beauftragten Stelle handelt es sich nach den Netzkodizes grundsätzlich um die Regulierungsbehörde. Den Mitgliedstaaten steht es jedoch frei, eine andere beauftragte Stelle zu benennen.

### **VDE|FNN als beauftragte Stelle**

In Deutschland hat sich der Gesetzgeber in § 19 Abs. 4 EnWG dafür entschieden, mit den Aufgaben der beauftragten Stelle den VDE|FNN zu betrauen und die erforderlichen technischen Regelungen festzulegen. Dafür hat der VDE|FNN auf Grundlage der in § 19 Abs. 4 EnWG aufgeführten Netzkodizes mit den Technischen Anschlussregeln (TAR) die bestehenden technischen Regelungen überarbeitet und harmonisiert. Die TAR wurden entsprechend der Richtlinie (EU) 2015/1535 notifiziert.

### **Zu beachtende Grundsätze bei der Implementierung**

Bei der Implementierung der Netzkodizes in das nationale Recht hat der VDE|FNN die Grundsätze der Verhältnismäßigkeit, Diskriminierungsfreiheit und Transparenz sowie dem Grundsatz einer Optimierung zwischen höchster Gesamteffizienz und niedrigsten Gesamtkosten Rechnung zu tragen. Unabhängig davon muss sich der VDE|FNN bei der Implementierung innerhalb des Gestaltungsspielraums des jeweiligen Netzkodex bewegen und darf keine dazu widersprüchlichen Regelungen treffen. Die Erarbeitung der TAR mit den darin enthaltenen Mindestanforderungen erfolgte in einem Stakeholderprozess unter Beteiligung aller Wertschöpfungsstufen, dessen Durchführung von einigen Kommissionsmitgliedern positiv, von anderen Kommissionsmitgliedern allerdings kritisch bewertet wird.

Im Rahmen der Erstellung der TAR besteht keine Zuständigkeit des VDE|FNN für wirtschaftliche Fragen, wie die Vergütung von Systemdienstleistungen. Die technische Natur der Netzkodizes beschränkt insoweit dessen Zuständigkeit auf Fragen technischer Art.

### **Relevante TAR**

Wie bereits ausgeführt, setzt der VDE|FNN die Vorgaben der Netzkodizes (neben anderen Punkten) in den Technischen Anschlussregeln – den TAR – um. Für die Blindleistungserbringung sind insbesondere folgende TAR von Bedeutung:

- Netzanschluss und Betrieb
  - VDE-AR-N 4130 (Höchstspannung)
  - VDE-AR-N 4120 (Hochspannung)
  - VDE-AR-N 4110 (Mittelspannung)
  - VDE-AR-N 4100 (Niederspannung)
  - VDE-AR-N 4105 (Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz)
- Maßnahmen von Netzbetreibern
  - VDE-AR-N 4140 (Zusammenarbeit in der Kaskade)
  - VDE-AR-N 4142 (Automatische Letztmaßnahmen – Entwurf)
- Schnittstellen zwischen Netzbetreibern
  - VDE-AR-N 4141-1 (Engere Zusammenarbeit zwischen Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern – Entwurf)

- VDE-AR-N 4141-2 – (Engere Zusammenarbeit der Verteilernetzbetreiber – Erarbeitung)

### **Die Rechtsqualität der TAR**

Regelungen in den TAR, welche den Inhalt der Netzkodizes lediglich wiedergeben, also ohne dass Anforderungen festzulegen wären, sind rein deklaratorischer Natur; einer Regelungskompetenz des VDE|FNN bedarf es insoweit nicht.

Regelungen in den TAR, welche keine Grundlage in den Netzkodizes haben, begründen im Rahmen des § 49 Abs. 2 EnWG nur eine Vermutung für die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik. Allerdings ist diese Vermutung widerlegbar. Solche Regelungen entfalten daher allenfalls eine faktische Bindungswirkung.

Eine direkte Bindung von Anschlusspetenten und Anschlussnehmern an die TAR besteht nicht. Ihre Geltung muss vertraglich vereinbart werden. Zu der Frage, ob die TAR alle Netzbetreiber unmittelbar binden und diese in ihren Technischen Anschlussbedingungen keine von den TAR abweichenden – aber noch dem betreffenden Netzkodex entsprechende – Vorgaben machen dürfen, bestehen unterschiedliche Auffassungen. Nach einer Meinung sind die TAR gegenüber allen Netzbetreibern verbindlich. Obwohl die Vorgaben der TAR ohne vertragliche Vereinbarung zunächst rechtlich unverbindlich sind, sei der Wille des deutschen Gesetzgebers in Betracht zu ziehen, hiermit eine verbindliche nationale Umsetzung des europäischen Rechtsrahmens in Form der Netzkodizes zu schaffen. Die andere Auffassung verweist ebenfalls darauf, dass es sich bei den TAR um privatrechtliche Regelwerke handelt. Sollen die TAR Geltung beanspruchen, müsse dies daher in jedem Fall vertraglich vereinbart werden. Die Funktion des VDE|FNN als „beauftragte Stelle“ ändere nicht den privatrechtlichen Charakter der TAR. Diese Funktion führe „nur“ zu bestimmten Aufgaben und Rechten des VDE|FNN bei der Implementierung der in § 19 Abs. 4 EnWG aufgeführten Netzkodizes.

### **Die Technischen Anschlussbedingungen**

Von den TAR sind die Technischen Anschlussbedingungen (TAB) der Netzbetreiber abzugrenzen. Die TAB enthalten die Bedingungen der Netzbetreiber für das jeweilige Netz des Netzbetreibers, sodass es sich bei den TAB ebenso um privatrechtliche Regelwerke handelt.

Die Netzbetreiber haben bei der Erstellung der TAB die nach § 19 Abs. 1 EnWG die TAR zu berücksichtigen. Ob sie – ohne Verletzung der Regelungen des jeweiligen Netzkodex – von den Vorgaben der TAR abweichen können, ist streitig. Es wird insoweit auf die Ausführungen soeben zu den TAR verwiesen.

#### Zusammenfassung dieses Abschnitts

- Die Netzkodizes enthalten technische Vorgaben für die Blindleistungserbringung. In Deutschland setzt der VDE|FNN die – in § 19 Abs. 4 EnWG aufgeführten – Netzkodizes um.
- Der VDE|FNN ist nicht zuständig für wirtschaftliche Fragen der Blindleistungserbringung.
- Bezüglich der Rechtsverbindlichkeit der Mindestanforderungen in den TAR bestehen zwei Auffassungen.
- Die TAR sind die Basis für die TAB der Netzbetreiber. Diese legen insbesondere die Handlungspflichten des Netzbetreibers, des Anlagenerrichters, des Planers sowie des Kunden fest. Die TAB sind in der Regel Bestandteil der Netzanschluss- und Anschlussnutzungsverträge.

### 4.3.2 Der weitere nationale Rechtsrahmen

Der deutsche Rechtsrahmen enthält darüber hinaus folgende Vorschriften, die unmittelbar die Blindleistungsbeschaffung (oder -erbringung) betreffen:

In gesetzlichen oder verordnungsrechtlichen Vorschriften wird die Beschaffung bzw. Erbringung von Blindleistung nur in den §§ 12 Abs. 3 und 13a EnWG sowie in § 16 NAV angesprochen.

§ 12 Abs. 3 EnWG bestimmt, dass die Übertragungsnetzbetreiber dauerhaft die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen haben, die Nachfrage nach Übertragung von Strom zu befriedigen und insbesondere durch entsprechende Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit des Netzes zur Versorgungssicherheit beizutragen. Dafür sollen sie auch geeignete technische Anlagen zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung nutzen, soweit es sich nicht um Erzeugungsanlagen handelt.

§ 13a EnWG regelt den Fall, dass auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber die Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung oder der Wirkleistungsbezug von Erzeugungs- und (Strom-)Speicheranlagen anzupassen ist. Anders als § 13 Abs. 2 EnWG sieht § 13a Abs. 1 EnWG vor, dass die Verpflichteten eine „*angemessene Vergütung*“ erhalten müssen. Hier bestimmt Abs. 2 der Vorschrift, dass eine Vergütung angemessen ist, wenn diese den Anlagenbetreiber wirtschaftlich weder besser noch schlechter stellt, als er ohne die Maßnahme stünde, und zählt Bestandteile einer solchen angemessenen Vergütung auf.

§ 16 NAV sieht vor, dass bei der Nutzung des Niederspannungsanschlusses der Gebrauch des Stroms mit einem Verschiebungsfaktor zwischen  $\cos \phi = 0,9$  kapazitiv und  $0,9$  induktiv erfolgen kann. Anderenfalls ist der Netzbetreiber berechtigt, den Einbau von Kompensationseinrichtungen zu verlangen. Zu beachten ist in diesem Zusammenhang, dass § 16 NAV unmittelbar nur auf der Niederspannungsebene Anwendung findet.

### 4.3.3 Bewertung der derzeitigen Blindleistungsbeschaffung

Die derzeitige Praxis der Blindleistungsbeschaffung entspricht nicht vollumfänglich den Vorgaben der Strommarktrichtlinie für eine marktgestützte Beschaffung.

Momentan ist die Blindleistungsbeschaffung (und -erbringung) in Teilen verbindlich geregelt, so in den Netzkodizes und den TAR sowie in § 13a EnWG, der den sogenannten spannungsbedingten Redispatch regelt. Die zweite „Beschaffungssäule“ bilden vertragliche Abreden zwischen den Netzbetreibern und den Blindleistungserbringern, entweder in Form von vorformulierten Netzanschlussverträgen oder -bedingungen oder von gemeinsam ausgehandelten Verträgen. Als dritte „Beschaffungssäule“ kann die Erbringung von Blindleistung durch die Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber selbst mithilfe eigener Netzbetriebsmittel bezeichnet werden.

Davon sind die zweite und dritte Beschaffungssäule einer marktgestützten Blindleistungsbeschaffung grundsätzlich zugänglich. Hinsichtlich der dritten Beschaffungssäule steht es den Netzbetreibern jedoch weiterhin frei, Blindleistung selbst zu erbringen, soweit dies mithilfe vollständig integrierter Netzkomponenten im Sinne des § 2 Nr. 51 der Strommarktrichtlinie geschieht.

Es spricht vieles dafür, dass sowohl die zweite als auch die dritte Beschaffungssäule in der derzeit praktizierten Form keine marktgestützte Beschaffung darstellen. Für die dritte Beschaffungssäule ergibt sich dies daraus, dass der Markt – die Blindleistungserbringung mittels vollständig integrierter Netzkomponenten außen vorgelassen – von vornherein nicht an der Blindleistungsbeschaffung beteiligt wird. Hinsichtlich der zweiten Beschaffungssäule fehlt es nicht nur an einer breiten Beteiligung aller in Betracht kommender qualifizierter Marktteilnehmer. Es sind auch keine technischen Modalitäten für eine Marktteilnahme oder Spezifikationen für die Blindleistung festgelegt.

Ein Teil der Kommissionsmitglieder weist darauf hin, dass ihrer Auffassung nach das heutige Ausschreibungsverfahren für EEG-Anlagen bereits zu einer marktlichen Beschaffung von Blindleistung führe. Sie regen an, vertieft zu untersuchen, ob und wenn ja, in welchem Ausmaß damit bereits die Anforderung der Binnenmarktrichtlinie an eine marktliche Beschaffung von Blindleistung erfüllt ist.

## 5 Blindleistungsbeschaffung im Ausland

### 5.1 Übersicht über Blindleistungsquellen und -beschaffungsmodelle in EU-Ländern

Um einen Überblick über die Vorgehensweisen bei der Blindleistungsbewirtschaftung in EU-Ländern zu geben, wurden zunächst ENTSO-E-Auswertungen (ENTSO-E, 2018) dahingehend analysiert, welche Länder Beschaffungsmodelle auf Basis technischer Anschlussregeln oder sonstiger Modelle umgesetzt haben. Weiter wurde darauf aufbauend abgeleitet, welche Länder vielversprechende Kandidaten für eine vertiefte Analyse darstellen, die nachfolgend in Abschnitt 5.2 dargestellt wird.

Die nachfolgenden, auf den ENTSO-E-Auswertungen (ENTSO-E, 2018) basierenden Darstellungen sind auf die von den Übertragungsnetzbetreibern betriebenen Spannungsebenen der betrachteten Länder bezogen und gelten damit, insbesondere im Hinblick auf genutzte Blindleistungsquellen und Vergütungsmechanismen, nicht gleichermaßen auch für die Verteilungsnetze. Grundsätzlich muss bei der Interpretation der Ergebnisse beachtet werden, dass insbesondere bei der Zuordnung von Eigenschaften der jeweiligen Beschaffungsmodelle zu Antwortkategorien Interpretationsspielräume bestehen können, aber aus den vorliegenden Antworten nicht geschlossen werden kann, ob und wie diese Spielräume genutzt wurden. Bei der Bewertung der jeweiligen Beschaffungsmodelle ist weiter zu beachten, dass die Modelle jeweils einer historischen Entwicklung unterliegen und unterschiedliche technische wie regulatorische Rahmenbedingungen bestehen oder zumindest bestanden haben können, die Entscheidungen für bestimmte Modelleigenschaften getrieben haben können. Die Untersuchung ist daher weniger darauf ausgerichtet, im Ausland Beschaffungsmodelle zu finden, die sich unmittelbar auf Deutschland übertragen lassen, sondern vielmehr darauf, Beispiele für die Ausgestaltung bestimmter Modelleigenschaften zu identifizieren.

#### Technische Vorhaltung und Bereitstellung von Blindleistung zur Spannungsregelung

Zunächst lässt sich festhalten, dass die Vorhaltung der technischen Fähigkeit zur Spannungsregelung für am Übertragungsnetz angeschlossene Erzeugungsanlagen in allen Ländern verpflichtend ist. Dies gilt sowohl für Bestandsanlagen als auch für zukünftig errichtete Anlagen, entsprechend den Forderungen im EU-Netzkodex RfG (EU 2016/631, 2016).

Der tatsächliche Einsatz dieser Anlagen zur Spannungsregelung hingegen ist uneinheitlich und länderspezifisch geregelt. In Belgien und den Niederlanden ist eine Beteiligung von Erzeugungsanlagen an der Spannungsregelung freiwillig, während sie in den übrigen europäischen Ländern überwiegend verpflichtend ist. Allerdings gibt es bei letzteren Fällen Einschränkungen, wie z. B. Leistungsuntergrenzen, Ausnahmen für bestimmte Anlagentypen oder Anforderungen an die Spannungsebene, an die die Anlagen angeschlossen sind, wie nachfolgende Beispiele (nicht umfassende Liste) illustrieren:

- Griechenland: Anlagen mit installierter Leistung größer 2 MW müssen sich an der Spannungsregelung beteiligen, EE-Anlagen sind unabhängig von ihrer installierten Leistung von der Teilnahme ausgenommen.
- Ungarn: Anlagen mit installierter Leistung größer 50 MW und mit Anschluss an eine Spannungsebene  $\geq 132\text{kV}$  müssen sich an der Spannungsregelung beteiligen.

- Deutschland, Frankreich, Lettland, Litauen, Österreich, Schweiz, Tschechien und weitere Länder: Alle am Übertragungsnetz angeschlossenen Anlagen müssen sich an der Spannungsregelung beteiligen.

Weiter unterscheiden einige Länder, wie z. B. Belgien, Frankreich, Polen, Slowakei, bei der Spannungsregelung nach primärer und sekundärer Regelung. Unter primärer Regelung wird dabei in der Regel die automatische Regelung der Erzeugungsanlage auf einen vorgegebenen Spannungswert verstanden, während bei der sekundären Regelung zumeist die Spannungswertvorgabe direkt durch die Netzführung erfolgt.

### Zusätzlich zu Netzbetreiber-eigenen Anlagen genutzte Blindleistungsquellen

Grundsätzlich existieren technisch eine Reihe von Möglichkeiten, die als Blindleistungsquellen genutzt werden können. Vielfach besitzen Übertragungsnetzbetreiber eigene Anlagen, wie z. B. Kondensatoren und Spulen, die sie als Blindleistungsquelle zur Spannungsregelung einsetzen. Darüber hinaus greifen Übertragungsnetzbetreiber aber auch je nach technischen Möglichkeiten und Verfügbarkeit auf Erzeugungsanlagen, Konverter von HGÜ-Leitungen, Lasten oder benachbarte Netzbetreiber zu. Die Auswertung der ENTSO-E-Analyse (ENTSO-E, 2018) zeigt, dass in allen betrachteten Ländern Großkraftwerke (Bild 5.1) und bei etwa der Hälfte der Länder an das Übertragungsnetz angeschlossene Windparks (Bild 5.4) als Blindleistungsquellen genutzt werden. In weniger als einem Drittel der Länder werden Konverter von HGÜ-Leitungen (Bild 5.6), Verteilungsnetzbetreiber (Bild 5.2) oder in Verteilungsnetzen angeschlossene Wind- und Photovoltaik-Parks (Bild 5.7) als Blindleistungsquellen genutzt. Auf Industrieverbraucher (Bild 5.3) oder Photovoltaik-Parks (Bild 5.5) wird praktisch kaum zurückgegriffen, was bei letzteren vermutlich auch daran liegen dürfte, dass insgesamt nur wenige Parks existieren, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind.

Weiter ist den nachfolgenden Grafiken zu entnehmen, dass die Zahl der je Land genutzten Quellen ebenfalls stark uneinheitlich ist und es zumindest keine offensichtlichen Gründe für oder gegen einen Einsatz bestimmter Blindleistungsquellen gibt. Während in Spanien, Niederlande und Norwegen (in Norwegen mit Ausnahme von Photovoltaik-Parks) alle zuvor genannten Quellen genutzt werden, werden in Portugal, Italien und den meisten südosteuropäischen Ländern nur Großkraftwerke als Blindleistungsquellen verwendet.

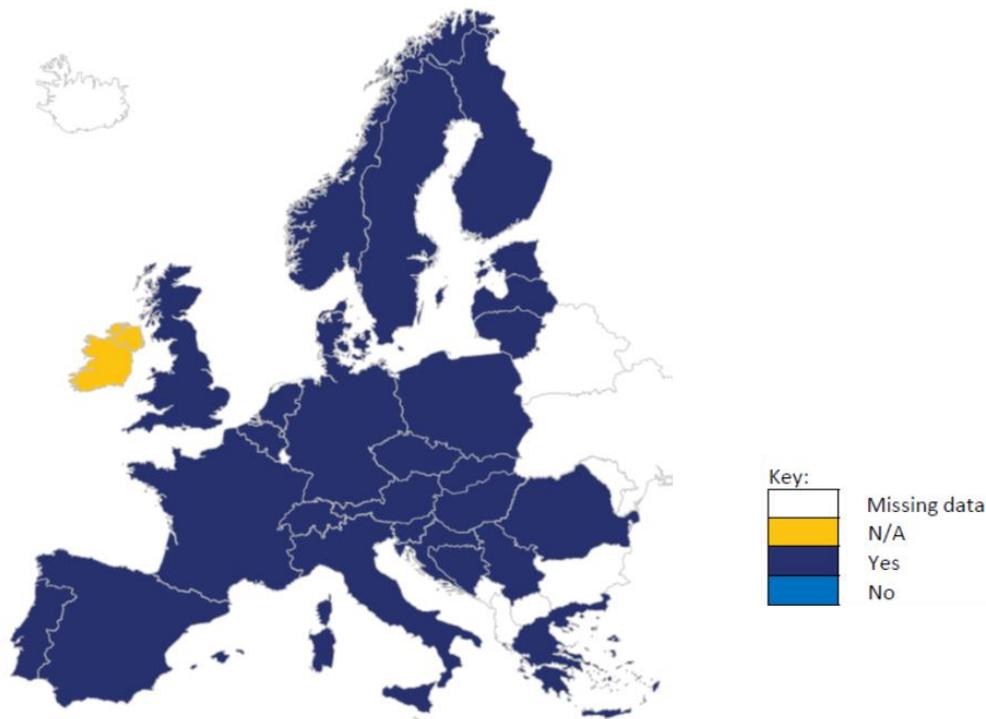


Bild 5.1: Einsatz von Großkraftwerken zur Spannungshaltung in von ÜNB betriebenen Netzen (ENTSO-E, 2018)

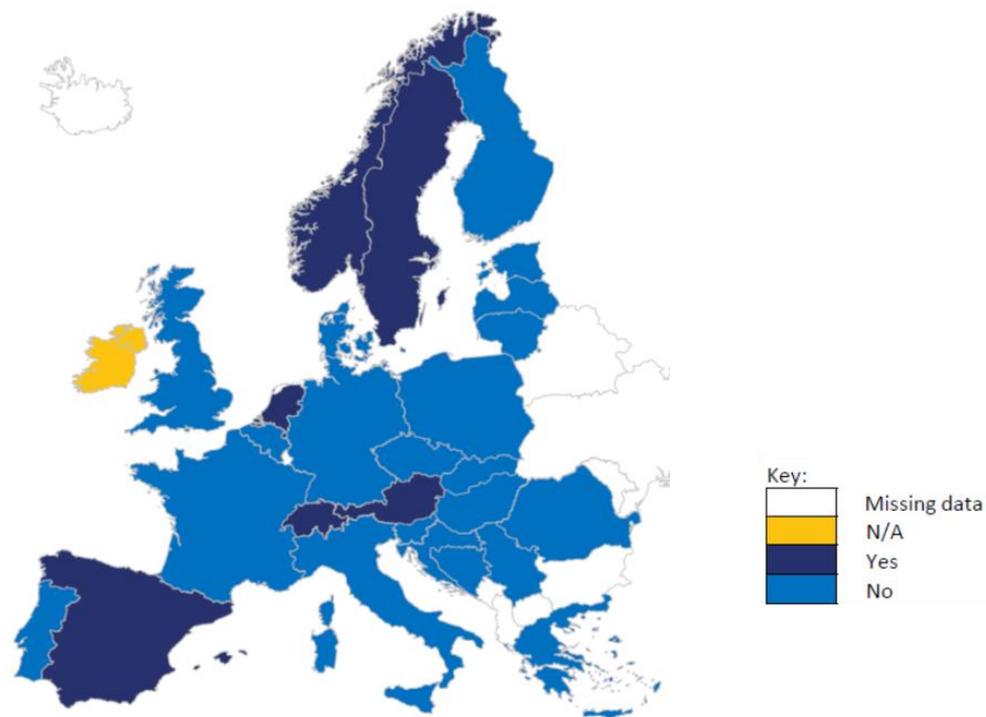


Bild 5.2: Einsatz von Verteilungsnetzbetreibern zur Spannungshaltung in von ÜNB betriebenen Netzen (ENTSO-E, 2018)

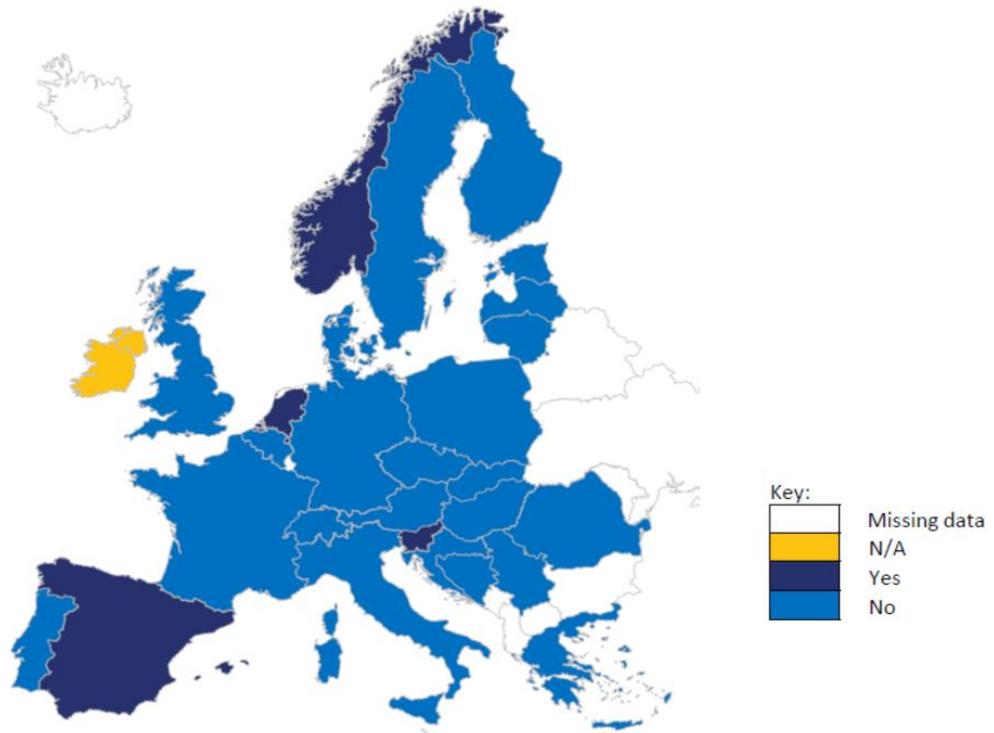


Bild 5.3: Einsatz von Industrieverbrauchern zur Spannungshaltung in von ÜNB betriebenen Netzen (ENTSO-E, 2018)

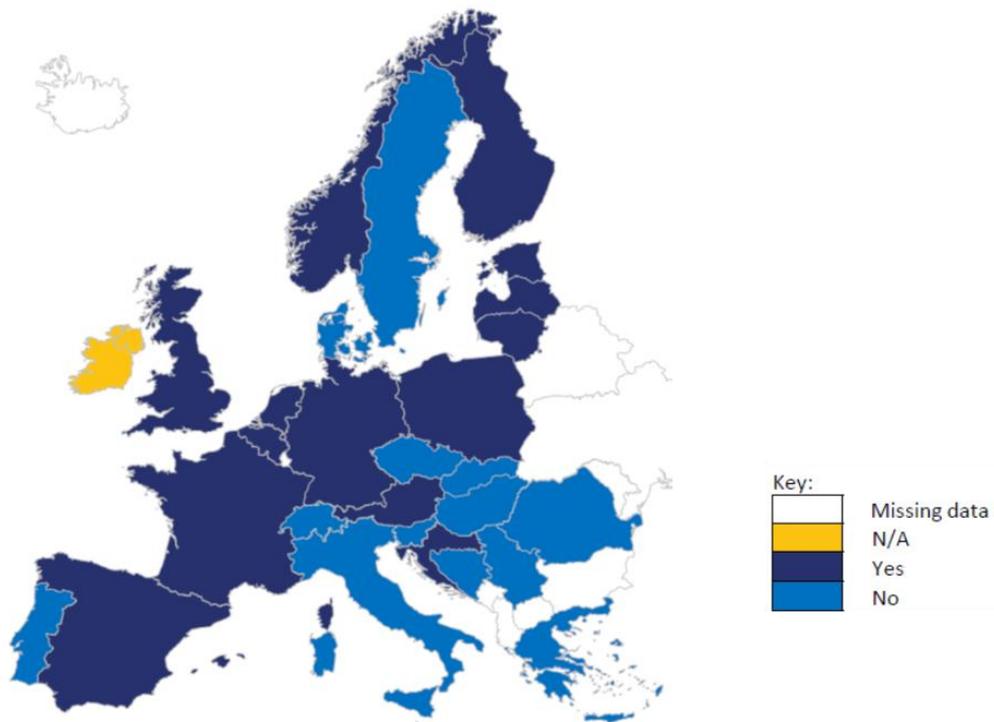


Bild 5.4: Einsatz von Windparks mit Anschluss an das Übertragungsnetz zur Spannungshaltung in von ÜNB betriebenen Netzen (ENTSO-E, 2018)

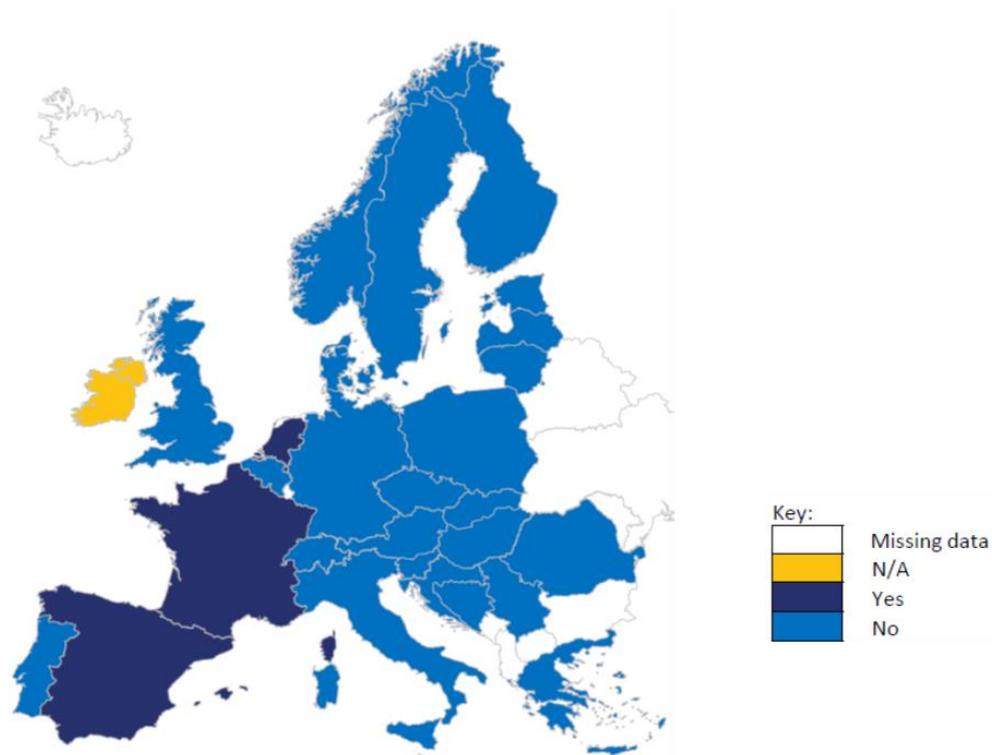


Bild 5.5: Einsatz von Photovoltaikparks mit Anschluss an das Übertragungsnetz zur Spannungshaltung in von ÜNB betriebenen Netzen (ENTSO-E, 2018)

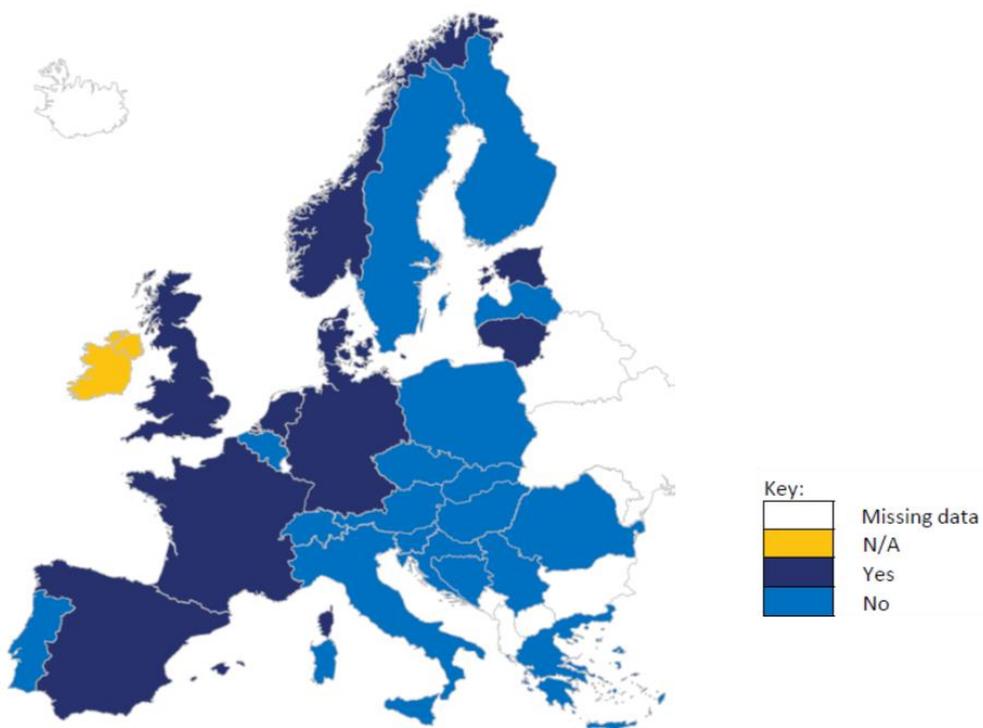
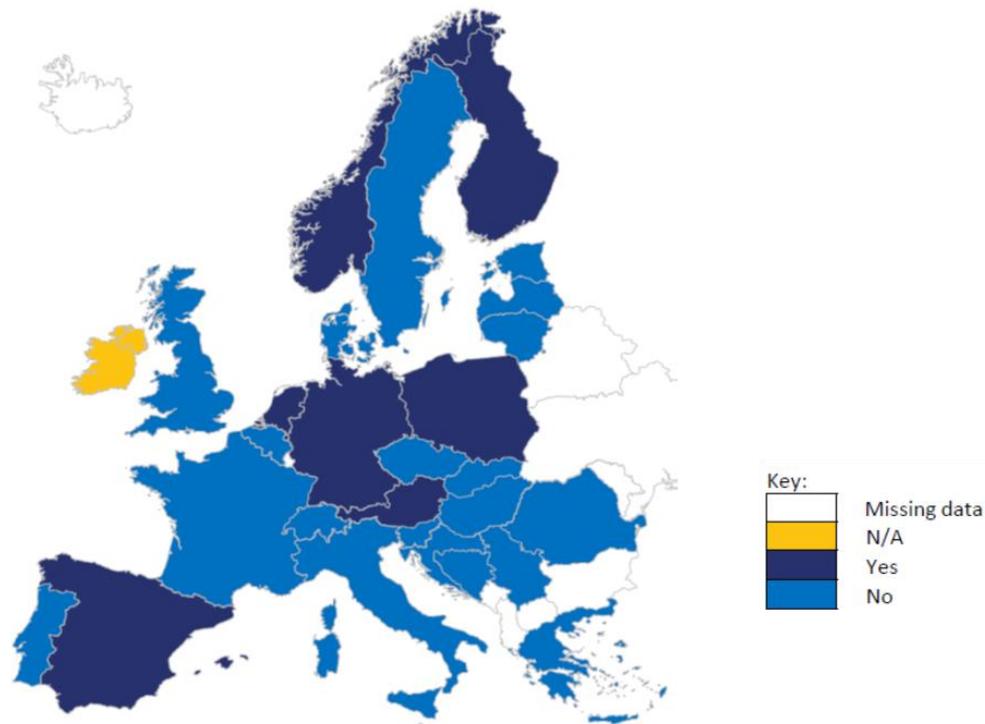


Bild 5.6: Einsatz von Konvertern von HGÜ-Leitungen zur Spannungshaltung in von ÜNB betriebenen Netzen (ENTSO-E, 2018)



*Bild 5.7: Einsatz von Wind- und Photovoltaikparks in Verteilungsnetzen zur Spannungshaltung in von ÜNB betriebenen Netzen (ENTSO-E, 2018)*

### Überblick über angewendete Vergütungsmechanismen

Zuvor wurde dargestellt, dass in der überwiegenden Zahl der in der ENTSO-E-Untersuchung (ENTSO-E, 2018) betrachteten Länder eine Teilnahme an der Spannungsregelung – wenn auch teilweise mit Einschränkungen – verpflichtend ist. Eine solche verpflichtende Teilnahme ist nicht zwingend mit einem Vergütungsanspruch verbunden. Bild 5.8 zeigt, dass die Bereitstellung von Blindleistung/-energie zur Spannungsregelung – zumindest teilweise – in vielen Ländern vergütet wird, in einigen Ländern (insb. in Südeuropa und Skandinavien) jedoch nicht.

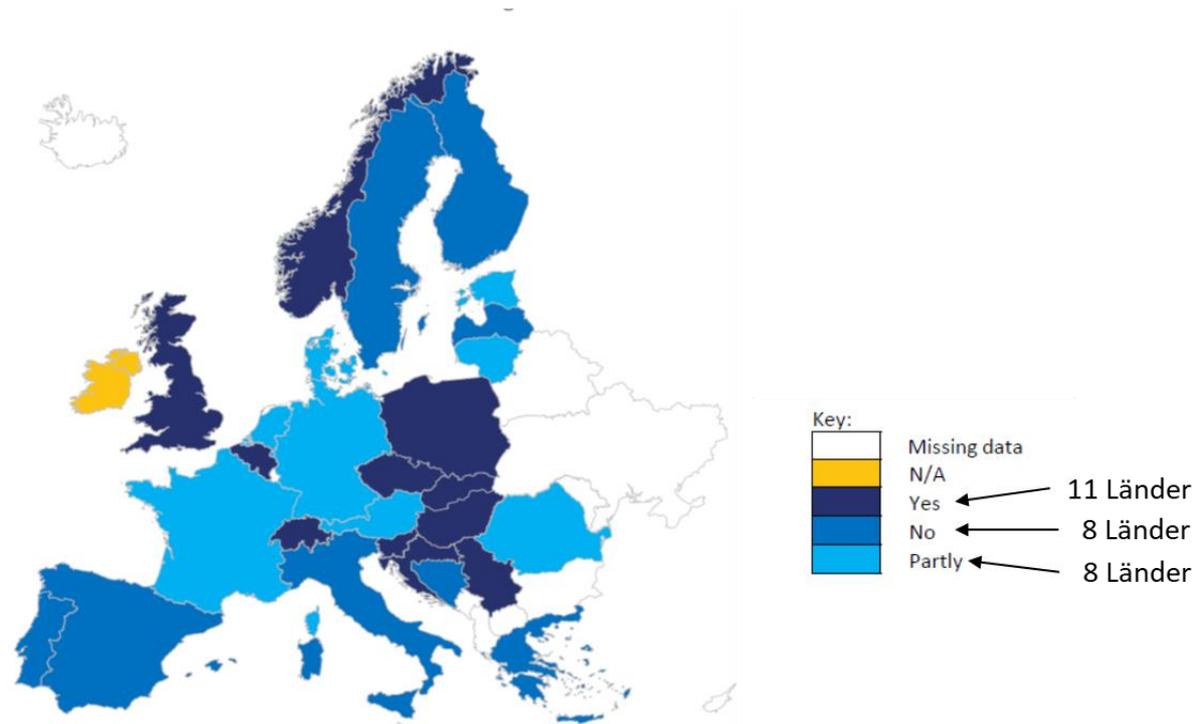


Bild 5.8: Übersicht über Länder, in denen Blindleistung/-energie zur Spannungshaltung in von ÜNB betriebenen Netzen vergütet wird (ENTSO-E, 2018)

In den Ländern, in denen die Bereitstellung von Blindleistung/-energie vergütet wird, wird der zur Vergütung anzulegende Preis bei der Hälfte der betrachteten Länder regulatorisch festgelegt (Bild 5.9). In etwas über der Hälfte der übrigen Länder mit Vergütung existieren Gebotsysteme zur Preisbestimmung, wobei in keinem dieser Länder ein Einheitspreisverfahren (marginal pricing: letztes zugeschlagenes Gebot bestimmt den Preis für alle zugeschlagenen Gebote unabhängig von deren individuellen Gebotspreisen), sondern in allen das Gebotspreisverfahren (pay as bid: jedes zugeschlagene Gebot erhält seinen individuellen Gebotspreis) angewendet wird. In den weiteren Ländern gibt es Kombinationen (hybrid) aus den zuvor genannten Verfahren. In Deutschland werden von den ÜNB an konventionelle Großkraftwerke Vergütungen für Spannungshaltung im Übertragungsnetz gezahlt, deren Preise auf Basis bilateraler Verhandlungen vereinbart wurden (für weitere Details sei an dieser Stelle auf die Beschreibung des Status quo in Kapitel 6 verwiesen). Diese Art der Preisbildung wird in Bild 5.9 als „free“ bezeichnet.

Mit Blick auf die vorgesehene Detailanalyse der Beschaffungsmodelle für Blindleistung/-energie (s. Abschnitt 5.2) sollten die dort betrachteten Länder möglichst Vertreter der drei hauptsächlich angewandten Preisbildungsprinzipien (regulierter Preis, Gebotspreisverfahren, Kombinationen) umfassen.

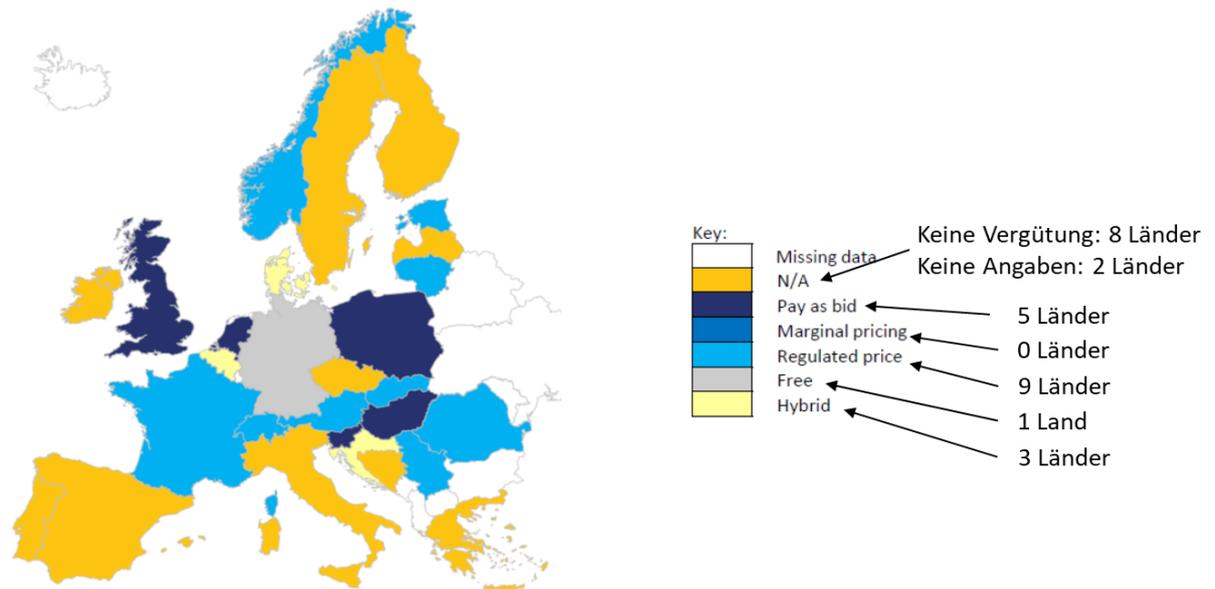


Bild 5.9: Übersicht über angewendete Preisbildungsprinzipien (ENTSO-E, 2018)

#### Zusammenfassung dieses Abschnitts

- Die Modalitäten des Einsatzes von am Übertragungsnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen zur Spannungsregelung sind uneinheitlich und länderspezifisch. Überwiegend ist die Beteiligung von Erzeugungsanlagen an der Spannungsregelung verpflichtend, teilweise mit Einschränkungen, wie z. B. Leistungsuntergrenzen, Ausnahmen für bestimmte Anlagentypen oder Anforderungen an die Spannungsebene, an die die Anlagen angeschlossen sind. In Belgien und den Niederlanden hingegen ist die Beteiligung freiwillig.
- Die Zahl der genutzten Blindleistungsquellen ist länderspezifisch stark uneinheitlich. Es gibt keine offensichtlichen Gründe für oder gegen den Einsatz bestimmter Blindleistungsquellen.
- Die Bereitstellung von Blindleistung/-energie zur Spannungshaltung in von ÜNB betriebenen Netzen wird – zumindest teilweise – in vielen Ländern vergütet.
- Bei der Hälfte der Länder, in denen die Bereitstellung von Blindleistung/-energie zur Spannungshaltung in von ÜNB betriebenen Netzen vergütet wird, wird die gezahlte Vergütung regulatorisch festgelegt, bei den übrigen werden Gebotspreisverfahren (pay as bid), teilweise wiederum in Kombination mit regulatorischen Vorgaben, angewendet.

## 5.2 Grundzüge der Beschaffungsmodelle in ausgewählten Ländern

Anknüpfend an die in Abschnitt 5.1 beschriebenen Analysen wurden die Vergütungssysteme von acht Ländern näher betrachtet, um anhand von konkreten Beispielen mögliche Ausprägungen von Modelloptionen zu illustrieren. Mit der Kommission wurde abgestimmt, folgende Länder in die Betrachtung einzubeziehen:

- Belgien
- Frankreich
- Großbritannien
- Irland
- Niederlande
- Schweiz
- USA
- Australien

Der Übersichtlichkeit halber werden nachfolgend nicht die Beschaffungsmodelle länderweise jeweils separat beschrieben, sondern anhand von Leitfragen oder -aspekten in mehreren Ländern vorhandene Gemeinsamkeiten zusammenfassend dargestellt sowie Unterschiede und Besonderheiten der Modelle in einzelnen Ländern detailliert betrachtet.

### **5.2.1 Existieren Vergütungsregelungen im Übertragungs- und Verteilungsnetz?**

In allen betrachteten Ländern ließen sich für das Übertragungsnetz Informationen zu Vergütungsregelungen für den Blindleistungseinsatz zur Spannungshaltung finden, während im Verteilungsnetz nur spärlich Informationen vorhanden waren und sich dann im Wesentlichen auf Abrechnung von Blindenergiemengen beziehen, die außerhalb eines geduldeten Bereichs liegen. Insofern beziehen sich die nachfolgenden Darstellungen in den Abschnitten 5.2.2 bis 5.2.6, sofern nicht explizit anders angegeben, ausschließlich auf Vergütungsregelungen, die sich auf die von den Übertragungsnetzbetreibern betriebenen Netze erstrecken.

### **5.2.2 Beziehen sich Vergütungsmodelle nur auf direkt angeschlossene Blindleistungsquellen oder auch auf Quellen in anderen Netzebenen?**

Überwiegend werden von den Vergütungsmodellen nur direkt an von den jeweiligen ÜNB betriebene Netze angeschlossene Blindleistungsquellen erfasst, die, wie zuvor bereits dargestellt, häufig nur Erzeugungsanlagen umfassen. Ausnahmen hiervon stellen die in der Schweiz und in Irland und Nordirland implementierten Systeme dar. Es ist allerdings zu beachten, dass in einigen Ländern die Übertragungsnetze auch geringere als die in Deutschland üblichen Nennspannungen 380 kV und 220 kV umfassen. In den Niederlanden betreibt der ÜNB Netze mit Nennspannungen von  $\geq 150$  kV, in Frankreich Netze mit Nennspannungen ab 63 kV und in Belgien sogar Netze ab einer Nennspannung von 30 kV, die in den meisten Ländern klar dem Verteilungsnetz zugerechnet wird. Dies bedeutet allerdings nicht, dass der belgische ÜNB Elia *alle* Netze mit Nennspannungen  $\geq 30$  kV betreibt. Vielmehr existieren parallel zu dem von Elia betriebenen Netz auch von VNB betriebene Netze mit gleicher Spannungsebene.

#### **Schweiz**

In der Schweiz können sich direkt an das Übertragungsnetz angeschlossene Netznutzer an der Spannungshaltung beteiligen und dafür eine Vergütung erhalten, wobei das Vergütungssystem

neben Erzeugungsanlagen explizit auch Endkunden und Verteilungsnetze mit einbezieht<sup>21</sup>. Erzeugungsanlagen sind zur Teilnahme verpflichtet, während Endkunden und Verteilungsnetze auf freiwilliger Basis teilnehmen können. Entscheidet sich z. B. ein VNB zur aktiven Beteiligung an der Spannungshaltung, liegt es in seiner Verantwortung, wie er die dazu erforderliche Blindleistungsstellfähigkeit bereitstellt, also inwieweit er auf Kompensationsanlagen oder Erzeugungsanlagen zurückgreift, die an sein Netz oder möglicherweise auch weitere, fremde Netze angeschlossen sind und sich in seinem oder auch in fremdem Besitz befinden. Der für die Leistungserbringung gegenüber dem Schweizer ÜNB Swissgrid verantwortliche Vertragspartner, der entsprechend auch die Vergütung erhält, ist in diesen Fällen immer der direkt an das Übertragungsnetz angeschlossene VNB. Ob die an ca. 10-15% der Übertragungsnetzknotten aktiv an der Spannungsregelung teilnehmenden VNB in der Praxis primär auf eigene oder fremde Quellen zurückgreifen, geht aus den vorliegenden Informationen nicht hervor. An dieser Stelle muss allerdings darauf hingewiesen werden, dass die Schweizer Netzbetreiber nicht den EU-Unbundling-Vorgaben unterliegen und Erzeugung, Netz und Vertrieb bei den im Verteilungsnetz tätigen Unternehmen nicht getrennt sein müssen. Insofern kann das Portfolio der Blindleistungsquellen bei VNB potenziell auch (eigene) Erzeugungsanlagen umfassen.

Im Verteilungsnetz war geregelt, dass „der Verteilnetzbetreiber [...] vom Produzenten ohne Entschädigung den unter- oder übererregten Betrieb der Erzeugungsanlage bis Cos. Phi 0.9 verlangen [darf], soweit dies für die Spannungshaltung am Einspeisepunkt erforderlich ist“<sup>22</sup>. Laut Angaben des Schweizer Regulierers ElCom sollte mit der Beschränkung vermieden werden, dass sich der VNB auf Kosten der Produzenten Blindenergie gratis beschaffen kann. Zwischenzeitlich wurde die Schweizer Gesetzgebung dahingehend überarbeitet, dass mit Zustimmung bei einem Endverbraucher, Erzeuger oder Speicherbetreiber ein intelligentes Steuer- und Regelsystem für den sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetrieb, unter den auch die Blindleistungsbereitstellung fällt, installiert werden kann (Stromversorgungsverordnung, Artikel 8c<sup>23</sup>). Wenn dieses System zu Einsatz kommt, vereinbart der Netznutzer mit dem Netzbetreiber, wie das System eingesetzt wird und wie dessen Einsatz vergütet wird. Hinsichtlich der Vergütung legt die Stromversorgungsverordnung in Art. 8c Abs. 2 & 3 weiter fest, dass die „Vergütung [...] auf sachlichen Kriterien beruhen [muss] und [...] nicht diskriminierend sein [darf]. Der Netzbetreiber macht die für einen Vertragsabschluss über Steuerung und Regelung relevanten Informationen, insbesondere die Vergütungsansätze, öffentlich zugänglich.“ Bei einer stichprobenhafte Recherche auf den Internetseiten von einigen der größten VNB der Schweiz ließen sich allerdings noch keine Angaben zu Vertragsabschlüssen und Vergütungsätzen finden.

## Irland und Nordirland

In Irland und Nordirland können Erzeugungsanlagen, die an das Übertragungs- oder das Verteilungsnetz angeschlossen sind, am für das Übertragungsnetz geltenden Vergütungssystem für Spannungshaltung grundsätzlich teilnehmen, wenn sie in der Lage sind, auf einen Blindleis-

<sup>21</sup> <https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/customers/topics/ancillary-services/voltage-support/D100412-concept-voltage-support-2011-V1R4-de.pdf> (zuletzt abgerufen am 8. Mai 2019)

<sup>22</sup> <https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2017/Informationsveranstaltung%20der%20ElCom%202017.pdf.download.pdf> (zuletzt abgerufen am 9. Juli 2019)

<sup>23</sup> <https://www.admin.ch/opc/de/classified-compilation/20071266/index.html> (zuletzt abgerufen am 9. Juli 2019)

tungsstellbefehl des ÜNB zu reagieren und somit zur Spannungshaltung im Übertragungsnetz vom ÜNB gezielt eingesetzt werden können.<sup>24</sup> Diese Fähigkeit muss bei Anlagen mit Anschluss an das Verteilungsnetz nicht zwingend gegeben sein, da die irischen Verteilnetzanschlussbedingungen dies in der Vergangenheit nicht gefordert haben. Die Blindleistungsstellfähigkeit von Erzeugungsanlagen wird mittels standardisierter Konformitätsprüfungen im Zuge der Inbetriebnahme geprüft, indem von der Erzeugungsanlage im realen Netzbetrieb eine vollständige Wirk-/Blindleistungskennlinie aufgenommen wird. Wenn die Anlage die entsprechenden Anforderungen erfüllt, kann die Anlage kontrahiert werden. Ihre Beiträge zur Spannungshaltung werden dann entsprechend einer festgelegten Berechnungsvorschrift vergütet.

### 5.2.3 Wird bei den Vergütungsmodellen nach Handlungsanlässen der Blindleistungsbeschaffung (Kapazitätserrichtung, Vorhaltung, Einsatz) unterschieden?

Grundsätzlich könnte aus der jeweiligen Preisgestaltung, auf die im folgenden Abschnitt detailliert eingegangen wird, darauf geschlossen werden, ob Kosten für Kapazitätserrichtung, für Einsatz oder ggf. auch für beides vergütet werden. Die auf Blindenergie bezogene Preise, die für von den jeweiligen ÜNB angeforderte Blindenergiebereitstellung zur Spannungshaltung in ihren Netzen gezahlt werden, liegen beispielsweise in der Schweiz<sup>25</sup>, Großbritannien und Belgien im kleinen einstelligen Eurobereich je Mvarh, in Deutschland jedoch etwa eine Größenordnung darunter. Diese durchaus deutlichen Unterschiede deuten darauf hin, dass auch bei grundsätzlich gleicher Preisgestaltung in den Preisen unterschiedliche Kostenbestandteile enthalten sein können, über deren Zusammensetzung aber überwiegend keine Transparenz herrscht. Insbesondere trifft dies auf Belgien zu, bei dem die Preise im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens von den Blindleistungsquellen genannt werden (s. Abschnitt 5.2.5) und es damit den Anbietern obliegt, wie diese ihr Preisangebot festlegen.

Unabhängig von der jeweiligen Preisgestaltung, wird in den betrachteten Ländern von den Quellen eine Blindleistungsbereitstellung zur Spannungshaltung der von den ÜNB betriebenen Netzen innerhalb der technischen Grenzen jeweils nur nach Können und Vermögen gefordert. Es gibt keine grundsätzlichen Erbringungspflichten oder feste Lieferzusagen, die z. B. auch in Stillstandszeiten greifen und damit Implikationen auf den Wirkleistungseinsatz haben können. Für den Fall absehbarer, kurzfristigerer Blindleistungsbedarfe existieren in allen Ländern jedoch Vergütungsregelungen für spannungsbedingten Redispatch, die in der Regel nicht Bestandteil der regulären Vergütungsregelungen sind.

Sofern Netzbetreiber einen dauerhaften Bedarf für eine über die Mindestanforderung hinausgehende Blindleistungsbereitstellungsfähigkeit bei Blindleistungsquellen erkennen, wird diese zusätzlich benötigte Leistung in allen Ländern vergütet. Anlagen- und Netzbetreiber einigen sich vielfach im Rahmen bilateraler Verhandlungen über die Vergütungshöhe, während in Frankreich ein Preis für über die Mindestanforderungen hinausgehende Blindleistungskapazität im Vergütungssystem tariflich festgelegt ist, der jedoch nur für spannungsanhebende Blindleistung gezahlt wird.

---

<sup>24</sup> M. Gilsonan, D. McMullin, S. Engelken: "System Services By Wind Power Plants Supporting 75% Wind Penetration in Ireland", Proc. 17th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Stockholm, October 2018

<sup>25</sup> <https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/customers/topics/tariffs/Tabelle-Tarife-de.pdf> (zuletzt abgerufen am 9. Mai 2019)

In Großbritannien und Australien wird Bedarf für zusätzliche Blindleistungskapazität ausgeschrieben. In Großbritannien führt der ÜNB halbjährlich Ausschreibungsverfahren für zusätzliche Blindleistungskapazität durch, die frei zugänglich auf seiner Webseite einsehbar sind. Der Erbringungszeitraum muss durch den Bieter angegeben werden, mindestens 12 Monate umfassen und kann in Halbjahresschritten beliebig erhöht werden<sup>26</sup>. Die Berichte zu den Ausschreibungen zeigen allerdings, dass die Resonanz auf die Ausschreibungen gering ist<sup>27</sup>. Auch in Australien schreibt die übertragungsnetzübergreifend tätige Betreibergesellschaft Vorhalungsbedarfe für zusätzliche Blindleistungskapazität aus<sup>28</sup>. Geboten werden kann je Handelsintervall (30 Minuten) jeweils ein separater Preis für spannungssenkende und -erhöhende Blindleistungsfähigkeit. Sofern für die zusätzliche Blindleistungskapazität eine Reduktion der Wirkleistungseinspeisung erforderlich ist, erfolgt ein Ausgleich entgangener Einnahmen gemäß einer festgelegten Formel unter Berücksichtigung der Spotmarktpreise während des entsprechenden Handelsintervalls.<sup>29</sup>

#### 5.2.4 Welche Formen der Preisgestaltung gibt es?

In etwa der Hälfte der betrachteten Länder – Belgien, Großbritannien, Schweiz, teilweise USA – sowie auch in Deutschland ist die Vergütung auf Blindarbeit bezogen, und die messtechnisch erfassten Mengen bilden die Basis für die Vergütung. In Frankreich, den Niederlanden sowie Irland und Nordirland wird die Vergütungshöhe im Wesentlichen kapazitätsbezogen bestimmt und ist damit unabhängig von der tatsächlich abgerufenen Blindarbeit.

##### Frankreich

In Frankreich ist die Vergütungshöhe von der installierten Blindleistungskapazität abhängig; die tatsächlich zur Spannungshaltung angeforderte Blindleistung ist für die Vergütung unerheblich. Weiter besteht die Vergütung aus einem Grundpreis, den alle Anbieter – derzeit im Wesentlichen konventionelle Kraftwerke und Windparks – erhalten, und einem zeitabhängigen Teil, der gezahlt wird, wenn ein Anbieter in einem halbstündigen Zeitintervall am Wirkleistungsmarkt teilnimmt und damit auch für die Spannungshaltung verfügbar ist<sup>30</sup>. Da bei Erzeugungsanlagen mit fluktuierender Einspeisung innerhalb des Halbstundenintervalls nicht sicher davon ausgegangen werden kann, dass die Blindleistung in vollem Umfang sicher bereitgestellt werden kann, wird die Vergütung mit einem pauschalen Reduktionsfaktor, der primärenergetypabhängig zwischen 0,33 und 0,8 liegt, multipliziert, der für alle derartigen Anlagen gilt und unabhängig von der tatsächlichen Verfügbarkeit einer konkreten Anlage ist. Weiter wird in Frankreich zwischen primärer (Vorgabe eines Spannungssollwerts und Kennlinienverhaltens) und sekundärer (Vorgabe eines Blindleistungsverhaltens über direkte Datenverbindung) Spannungsregelung unterschieden. Anlagen, die an der sekundären Spannungsregelung teilneh-

<sup>26</sup> <https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/reactive-power-services/enhanced-reactive-power-service-erps> (zuletzt abgerufen am 9. Mai 2019)

<sup>27</sup> <https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/reactive-power-services/enhanced-reactive-power-service-erps?market-information> (zuletzt abgerufen am 9. Mai 2019)

<sup>28</sup> <https://www.aemo.com.au/-/media/Files/PDF/0160-0102-pdf.pdf> (zuletzt abgerufen am 9. Mai 2019)

<sup>29</sup> [https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security\\_and\\_Reliability/Ancillary\\_Services/NSCAS-Agreement-Proforma-2017-Final.pdf](https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security_and_Reliability/Ancillary_Services/NSCAS-Agreement-Proforma-2017-Final.pdf) (zuletzt abgerufen am 9. Mai 2019)

<sup>30</sup> [https://clients.rte-france.com/htm/fr/mediatheque/telecharge/reftech/20170101\\_article\\_8-10\\_\\_v3.pdf](https://clients.rte-france.com/htm/fr/mediatheque/telecharge/reftech/20170101_article_8-10__v3.pdf) (zuletzt abgerufen am 9. Mai 2019)

men, was für alle Anlagen in Spannungsebenen  $\geq 220$  kV verpflichtend ist, erhalten einen Aufschlag von 50% auf die Vergütung.

### Niederlande

In den Niederlanden existieren zur Vergütung von Beiträgen zur Spannungshaltung in den vom ÜNB betriebenen Netzen drei verschiedene Blindleistungsprodukte, die jeweils eine unterschiedliche Preisform aufweisen. Preisformen sind eine Pauschale sowie ein zeit- und ein mengenbasierter Preis, wobei auf Letzteren in der Praxis kaum zurückgegriffen wird. Bei jedem der drei Produkte schreibt der Netzbetreiber ein bestimmtes Volumen je Knoten aus, für das Anbieter Gebote abgeben können. Je Knoten können alle drei, aber auch nur ein einzelnes Produkt ausgeschrieben werden. Bei der Pauschale wird zwischen Netzbetreiber und Blindleistungsanbieter ein Festpreis für die zugeschlagene Blindleistungsbereitstellung vereinbart, der unabhängig vom tatsächlichen Einsatz gezahlt wird (Preis in €/Mvar). Allerdings setzt der Netzbetreiber dieses Produkt nach eigenen Angaben primär zur Grundbedarfsdeckung ein, sodass in der Praxis von hohen Einsatzdauern auszugehen ist. Bei der zeitbasierten Preisvariante, die zum Ausgleich von Bedarfsschwankungen genutzt wird, ist (nur) die Dauer einer vom Netzbetreiber aktiv angeforderten Blindleistungsbereitstellung maßgeblich für die Vergütungshöhe und nicht die tatsächlich eingesetzte Blindleistungsmenge (Preis in €/Mvar/h). Weitere Details, bspw. zum genauen Ablauf der Ausschreibungen waren nicht öffentlich verfügbar. Nach Auskunft des ÜNB werden insbesondere erzielte Gebotspreise nicht veröffentlicht, um wegen des geringen Wettbewerbs Kollusionen, auch implizite, zu vermeiden (s. a. Abschnitt 5.2.5).

### USA

Die Preisgestaltung in den USA ist uneinheitlich. Einige ÜNB wenden Pauschalen-Regelungen an, während andere ÜNB die mit dem Blindleistungseinsatz verbundenen Verluste unter Nutzung einer Reihe elektrischer Kenndaten möglichst exakt berechnen und vergüten<sup>31</sup>. Einige der benötigten Kenndaten sind allerdings in der Regel (nur) in Prüfprotokollen zu finden, die bei Lieferung oder Inbetriebnahme einer Anlage erstellt werden. Sind die Datenblätter mit den Kenndaten nicht mehr verfügbar, da diese möglicherweise bei Eigentumsübergängen nicht mitübergeben wurden, kann das Berechnungsverfahren nicht mit der gewünschten Exaktheit durchgeführt werden. Dies wurde von Erzeugungsanlagenbetreibern im Rahmen von Evaluierungen zur Identifikation von Weiterentwicklungsmöglichkeiten mehrfach als Kritikpunkt angeführt.

### Irland und Nordirland

In Irland und Nordirland wird im Zuge von standardisierten Prüfungen beim Netzanschlussprozess einer Erzeugungsanlage im realen Netzbetrieb eine vollständige Wirk-/Blindleistungskennlinie aufgenommen. Wenn eine Anlage die an sie gesetzten Mindestanforderungen der Blindleistungsbereitstellung erfüllt, kann die Anlage zur Spannungshaltung kontrahiert werden und ist dann berechtigt, eine Vergütung für Beiträge zur Spannungshaltung zu erhalten. Je Handelsintervall (30 Minuten) wird für jede kontrahierte Anlage die durchschnittlich erzeugte Wirkleistungsmenge ermittelt und mithilfe der aufgenommenen Wirk-/Blindleistungskennlinie der bei dieser Wirkleistungseinspeisung verfügbare Blindleistungsbereich abgeleitet. Zwar wird der Blindleistungsbereich anschließend durch Multiplika-

---

<sup>31</sup> <https://www.ferc.gov/legal/staff-reports/2014/04-11-14-reactive-power.pdf> (zuletzt abgerufen am 9. Mai 2019)

tion mit dem Handelsintervall in eine theoretisch maximal einsetzbare Blindarbeit umgerechnet und anschließend mit einem auf Blindarbeit bezogenen Preis von derzeit 0,23 EUR/Mvarh<sup>32</sup> multipliziert. Im Grundsatz handelt es sich damit jedoch um die Vergütung unter Berücksichtigung der tatsächlichen Wirkleistungseinspeisung maximal verfügbarer Blindleistungsstellfähigkeit, die unabhängig vom tatsächlichen Einsatz gewährt wird. Darüber hinaus umfasst die Vergütungsvorschrift noch weitere Multiplikationsfaktoren, die die „Grundvergütung“ weiter erhöhen können, da die Faktoren derzeit jeweils  $\geq 1$  definiert sind. Erhöhend wirken das Vorhandensein einer automatischen Spannungsregelung, Phasenschieberbetrieb oder ein spezieller Anlagenstandort. Weiter wird die Vergütung stufenweise erhöht, wenn der Anteil der Wirkleistungserzeugung, der aus umrichtergekoppelten Erzeugungsanlagen stammt, an der gesamten Wirkleistungserzeugung steigt<sup>33</sup>. Damit soll angereizt werden, dass sich insbesondere dann, wenn nur wenige „klassische“ Blindleistungsquellen verfügbar sind, möglichst alle geeigneten Blindleistungsquellen an der Spannungshaltung beteiligen.

Auch bei den auf *abgerufene Blindarbeit* bezogenen Vergütungsmodellen gibt es Unterschiede bei der Preisgestaltung zwischen den betrachteten Ländern, wie das nachfolgende Beispiel aus Belgien wie auch die derzeitige Praxis in Deutschland, die nachfolgend ebenfalls kurz skizziert wird, zeigen.

## Belgien

In Belgien ist eine Staffelung bei den auf Blindarbeit bezogenen Preisen vorgesehen. Das von Erzeugungsanlagen zur Spannungsregelung bereitgestellte unter- und übererregte Blindleistungsvermögen ist jeweils hälftig geteilt, sodass sich vier unterschiedliche Preise ergeben können, sofern Anbieter, die jährlich zur Abgabe von Preisvorschlägen aufgefordert werden, diese Flexibilität der Preisgestaltung nutzen. Daneben gibt es in Belgien auch noch eine Festvergütung, über die jedoch ausschließlich Einmalkosten, die z. B. für den Aufbau einer für die Blindleistungsbereitstellung erforderlichen IT-Infrastruktur entstehen, abgegolten werden und die insofern keine wiederkehrende Zahlung im Sinne eines Grundpreises o.ä. darstellt<sup>34</sup>.

## Deutschland

In Deutschland sind die Regelungen unter den vier ÜNB aktuell zwar ähnlich, weichen in Details jedoch voneinander ab. Überwiegend wird nur die Summe messtechnisch erfasster, übererregter Blindarbeit vergütet, nicht hingegen die Bereitstellung untererregter Blindarbeit. Die gezahlte Vergütung enthält in der Regel keine weiteren Differenzierungen, wie z. B. nach Kraftwerkstyp. Lediglich für einen eventuellen Phasenschieberbetrieb werden spezielle Vergütungskonditionen angewendet. Die Vergütung ist im Wesentlichen auf die Kompensation beim Kraftwerksbetreiber entstehender Wirkleistungsverluste ausgerichtet, umfasst aber teilweise auch einen Ausgleich von Verschleiß. Die Höhe der zugrunde gelegten Wirkleistungsverluste

<sup>32</sup> <https://www.semcommittee.com/sites/semcommittee.com/files/media-files/SEM-17-080%20DS3%20SS%20EMC%20Decision%20Paper%20Regulated%20Arrangements%20Tariffs%20and%20Scalars%20Final%20version.pdf> (zuletzt abgerufen am 9. Mai 2019)

<sup>33</sup> [http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Ire-DS3-System-Services-Regulated-Arrangements\\_final.pdf](http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Ire-DS3-System-Services-Regulated-Arrangements_final.pdf) (zuletzt abgerufen am 9. Mai 2019)

<sup>34</sup> [http://www.elia.be/~media/files/Elia/Products-and-services/ProductSheets/S-Ondersteuning-net/S6\\_EN\\_2016.pdf](http://www.elia.be/~media/files/Elia/Products-and-services/ProductSheets/S-Ondersteuning-net/S6_EN_2016.pdf) (zuletzt abgerufen am 9. Mai 2019)

## Blindleistungsbeschaffung im Ausland

(kWh/Mvarh) wurde von den ÜNB jeweils für ein Referenzjahr festgelegt und wird zumeist jährlich entsprechend der (Base-)Preisentwicklung des Wirkleistungsmarkts angepasst.

Weiter lässt sich übergreifend festhalten, dass in keinem der betrachteten Länder der konkrete Wirkleistungsarbeitspunkt einer Blindleistungsquelle bei der Vergütung berücksichtigt wird. In Belgien werden die Preise zwar nach der Höhe der abgerufenen Blindleistung gestaffelt (s. o.), sind jedoch unabhängig von der Wirkleistungseinspeisung. Ebenso wird in Irland und Nordirland die Wirkleistungseinspeisung zwar zur Bestimmung der Vergütungshöhe herangezogen, aber nur, um daraus auf das maximal zur Verfügung stehende Blindleistungsvermögen der Blindleistungsquelle innerhalb einer Handelsperiode zu schließen.

### 5.2.5 Welche Formen der Preisermittlung gibt es?

In Abschnitt 5.1 wurde bereits auf Basis der ENTSO-E-Auswertungen festgestellt, dass bei ca. der Hälfte der Länder, in denen Vergütungen gezahlt werden, diese regulatorisch festgelegt werden und bei den übrigen Ländern Gebotspreisverfahren (pay as bid), teilweise wiederum in Kombination mit regulatorischen Vorgaben, angewendet werden.

Dies trifft grundsätzlich auch auf die im Rahmen der Auslandsrecherche detaillierter untersuchten Länder zu, in denen Vergütungen gezahlt werden. In Frankreich, Großbritannien, Irland, Schweiz und USA werden die verwendeten teilweise arbeits- und teilweise kapazitätsbezogenen Preise regulatorisch festgelegt oder zumindest genehmigt.

In Belgien und den Niederlanden hingegen werden marktliche Verfahren zur Preisbestimmung eingesetzt. In beiden Ländern erfragen die ÜNB jährlich von den Betreibern der an ihr Netz angeschlossenen Erzeugungsanlagen Preise für die Bereitstellung von Blindleistung. Wie bereits erläutert, sind in den Niederlanden drei Produkte definiert, für die jeweils Preise genannt werden können. In Belgien ist eine Staffelung der Preise vorgesehen, sodass dort vier verschiedene Preise angegeben werden können. Preise werden in beiden Ländern nicht blockschaff abgegeben, sondern in den Niederlanden je Kraftwerk und in Belgien je Kraftwerksbetreibergesellschaft<sup>35</sup>. Da in beiden Ländern, insbesondere aber in Belgien, prinzipbedingt nur wenige Gebote vorliegen, erfolgt eine regulatorische Überprüfung der Preisangaben. In Belgien umfasst diese Überprüfung auch eine Nachverhandlung, die durch den Regulierer vorgenommen wird. Das Ergebnis dieser Nachverhandlung wird anschließend als Zuschlagspreis festgehalten, der durch den ÜNB bei Inanspruchnahme verbindlich zu zahlen ist. In beiden Ländern werden Anbieter von den ÜNB jährlich zur Abgabe von Geboten aufgefordert. In Belgien gibt der ÜNB darüber hinaus auf seiner Webseite auch die Höhe der zu kontrahierenden über- und untererregten Blindleistungskapazität an<sup>36</sup>, in den Niederlanden konnten derartige Informationen nicht öffentlich zugänglich gefunden werden. Weitere Informationen, insbesondere zu erfolgten Zuschlägen und Preisen, waren in beiden Ländern nicht zu finden. Nach Aussage der ÜNB werden derartige Informationen wegen des mangelnden Wettbewerbs bewusst nicht veröffentlicht, um Kollusionen, auch implizite, zu vermeiden.

Marktliche Beschaffungsformen, die im Hinblick etwa auf die Freiheit der Preisbildung und die Produktvereinheitlichung über die in Belgien und den Niederlanden praktizierten Ausschreibungsverfahren hinausgehen, beispielsweise in Form eines „Blindleistungsspotmarkts“, werden in keinem der betrachteten Länder angewendet.

<sup>35</sup> Das heißt, der zugeschlagene Preis gilt einheitlich für alle von der Betreibergesellschaft betriebenen Kraftwerke, unabhängig von deren Anschlussnetzebene im Elia-Netz. Entsprechend wird von Kraftwerken eines Betreibers bereitgestellte Blindleistung ebenfalls unabhängig von der Anschlussnetzebene mit dem mit der jeweiligen Betreibergesellschaft vereinbarten Preis vergütet.

<sup>36</sup> <http://www.elia.be/en/suppliers/purchasing-categories/energy-purchases/Ancillary-services/Product-Description#06> (zuletzt abgerufen am 9. Mai 2019)

### 5.2.6 In welchen Modellen gibt es weitere Besonderheiten (spezielle Anreize, Pönalen etc.)?

In einigen Ländern, wie z. B. Belgien, Frankreich und Schweiz, können Pönale verhängt werden, wenn sich Blindleistungsquellen nicht wie vom ÜNB gefordert verhalten. In der Regel werden Pönale nur in Ausnahmefällen erhoben. In der Schweiz hingegen stellen sie einen integralen Bestandteil des Vergütungssystems auf Übertragungsnetzebene dar und setzen deutliche Anreize an die Netznutzer, sich netzdienlich zu verhalten.

Wie bereits dargestellt, können sich in der Schweiz neben den zur Teilnahme an der Spannungsregelung im Übertragungsnetz verpflichteten Erzeugungsanlagen auf freiwilliger Basis auch Verteilungsnetze und Verbraucher, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, beteiligen und für anforderungskonform gelieferte Blindarbeit eine Vergütung erhalten. Eingespeiste Blindarbeit gilt dann als anforderungskonform, wenn sie zur Erreichung eines vom ÜNB viertelstündlich vorgegebenen Sollwerts beiträgt. Das bedeutet auch, dass selbst bei Nichterreichung des Sollwerts Blindarbeit als anforderungskonform gilt, wenn sie vom Vorzeichen her grundsätzlich zur Verringerung der verbliebenen Differenz beiträgt. Die von aktiv an der Spannungsregelung teilnehmenden Netznutzern eingespeiste Blindarbeit wird vollständig vergütet, wenn die in einem ¼ h-Intervall messtechnisch erfasste Blindarbeit anforderungskonform geliefert ist und die Lieferung in mindestens 80 % der ¼ h-Intervalle eines Monats als konform gilt. Nicht konform gelieferte Blindarbeit wird grundsätzlich in Rechnung gestellt, wobei der dafür angewendete Tarif um Faktoren (bis zu 5-fach) über dem Vergütungspreis einer konformen Lieferung liegt<sup>37</sup>. Wenn bei aktiv teilnehmenden Verteilungsnetzen und Endkunden der Austausch in zwei aufeinander folgenden Monaten während weniger als 70 % der Zählintervalle des Monats anforderungskonform ist, wird die für eine aktive Teilnahme erforderliche Präqualifikation ab dem Folgemonat ungültig und muss erneuert werden, was frühestens jedoch nach einer Wartezeit von 6 Monaten möglich ist.

Nicht-aktiv teilnehmende Verteilungsnetze und Endkunden konnten bislang innerhalb bestimmter Grenzen kostenfrei Blindarbeit mit dem Übertragungsnetz austauschen. Ab dem 1.1.2020 wird die nicht-aktive durch eine halb-aktive Teilnahme ersetzt, und allen Netznutzern werden Anreize für einen anforderungskonformen Blindarbeitsaustausch mit dem Übertragungsnetz gesetzt<sup>38</sup>. In definierten Toleranzbändern, die jedoch deutlich enger als zuvor gefasst sind, ist der Blindarbeitsaustausch bei halb-aktiven Teilnehmern nach wie vor kosten- und vergütungsfrei. Anforderungskonform gelieferte Blindarbeit wird nun jedoch vergütet, und nicht anforderungskonforme Blindarbeit, die außerhalb der Toleranzbereiche liegt, in Rechnung gestellt. Der Vergütungssatz entspricht der Hälfte des Vergütungssatzes der aktiven Teilnehmer, der Tarif für nicht konforme Blindarbeit ist für beide Teilnehmergruppen identisch. Zwar übernehmen halb-aktive Teilnehmer keine Pflichten zur aktiven Beteiligung an der Spannungshaltung im Übertragungsnetz, allerdings erhalten sie finanzielle Anreize für einen systemdienlichen Blindarbeitsaustausch mit dem Übertragungsnetz.

---

<sup>37</sup> <https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/customers/topics/tariffs/Tabelle-Tarife-de.pdf> (zuletzt abgerufen am 9. Mai 2019)

<sup>38</sup> <https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/customers/topics/ancillary-services/voltage-support/B190107-Spannungshaltungskonzept-DE.pdf> (zuletzt abgerufen am 9. Mai 2019)

**Zusammenfassung dieses Abschnitts**

- Die Systeme zur Vergütung von Beiträgen zur Spannungshaltung in den vom ÜNB betriebenen Netzen im Ausland unterscheiden sich unter den betrachteten Ländern recht stark.
- Es existieren vielfältige unterschiedliche Ausprägungen, z. B. leistungs- vs. arbeitsbasierte Vergütung, entschädigungsfreie Bereiche bis vollständige Vergütung eingespeiseter Q, sowie pauschale bis individuelle Preisfestsetzung.
- Ausschreibungssysteme mit freier Preisbildung sind dabei aktuell die Ausnahme.
- Bei den betrachteten Ländern existiert praktisch kein Vergütungsmodell mit umfassender spannungsebenen-übergreifender Beteiligung von Blindleistungsquellen.
- Informationen zu Vergütungssystemen im Verteilungsnetz waren nur spärlich vorhanden und beziehen sich dann im Wesentlichen auf die Abrechnung von Blindenergie-mengen, die außerhalb eines geduldeten Bereichs liegen.

## 6 Modellvorschläge der Kommission

### 6.1 Vorbemerkungen

#### Fokussierung auf Modelle zur netzdienlichen Blindleistungsbeschaffung

Die in diesem Kapitel vorgestellten Modellvorschläge der Kommission betreffen in erster Linie die **Beschaffung von Blindleistung durch Netzbetreiber für netzdienliche Zwecke**. Die Vorschläge berücksichtigen, dass für diese Beschaffung Blindleistungsquellen und Steuerungsmöglichkeiten in der Sphäre der Netznutzer wie auch in der Sphäre der Netzbetreiber in Frage kommen. Netznutzerseitige Blindleistungsquellen können z. B. Synchrongeneratoren, rotierende Phasenschieber, Umrichter von Erzeugungsanlagen oder Speichern, Kompensationsanlagen

oder auch die Umformer- und Umrichterwerke zur Ankopplung des Bahnstromversorgungssystems an das System der allgemeinen Versorgung sein. In der Sphäre der Netzbetreiber stehen neben Blindleistungsquellen wie Kompensationsanlagen auch Betriebsmittel zur direkten Spannungssteuerung wie z. B. Transformatoren mit stell- oder regelbarem Übersetzungsverhältnis zur Verfügung. Ziel der in der Kommission diskutierten Beschaffungsmodelle ist, eine volkswirtschaftlich effiziente Vorhaltung und Nutzung dieser technischen Einrichtungen zur Bewältigung der Systemdienstleistung Spannungshaltung zu erreichen.

Eine ebenfalls mit dem Austausch von Blindleistung verbundene Aufgabe, die aber einem anderen Ziel dient, ist die Bereitstellung von Blindleistung durch Netzbetreiber an Letztverbraucher. Die an diese Verbraucher abgegebene Blindleistung beschaffen Netzbetreiber zusammen mit der für das Netz benötigten Blindleistung. Die in der Terminologie gemäß Abschnitt 3.2 als **Blindleistungsverbraucher** bezeichneten Netznutzer benötigen Blindleistung für den Betrieb ihrer Verbrauchseinrichtungen und steuern deren Blindleistungsverhalten nicht gezielt in netzdienlicher Weise. (Andernfalls werden sie definitionsgemäß zu Blindleistungsanbietern.) Auch hier findet eine Beschaffung von Blindleistung statt, allerdings zu „nutzerdienlichen“ und nicht zu netzdienlichen Zwecken. Hierfür räumen Netzbetreiber diesen Verbrauchern die Möglichkeit ein, Blindleistung innerhalb vertraglich festgelegter Grenzen nach Bedarf kostenfrei aus dem Netz zu entnehmen. Für Entnahmen, die diese Grenzen überschreiten, können Pönale in Rechnung gestellt werden.

Dieser Aspekt der Versorgung von Letztverbrauchern mit Blindleistung steht überwiegend *nicht* im Fokus der Überlegungen der Kommission und wird auch nur vereinzelt in den Beiträgen der Kommissionsmitglieder erwähnt. Dies gilt jedenfalls für Blindleistungsverbraucher, die nicht über steuerbare Blindleistungsquellen verfügen und daher nicht zugleich als Blindleistungsanbieter auftreten können. Soweit Letzteres hingegen der Fall ist, können diese Netznutzer uneingeschränkt an den in der Kommission diskutierten Beschaffungsmodellen teilnehmen, da die Modelle nicht auf Erzeugungsanlagen und Speicher beschränkt sind. Aus der Möglichkeit, dass Letztverbraucher zeitweise als Blindleistungsverbraucher und zeitweise als Blindleistungsanbieter auftreten können, folgt keine zwingende Kopplung zwischen den in der Kommission diskutierten Beschaffungsmodellen und den Modalitäten für die Abrechnung des Blindleistungsaustauschs gegenüber Blindleistungsverbrauchern.

Aus der Fokussierung der Kommission auf Fragen der netzdienlichen Blindleistungsbeschaffung folgt aber nicht, dass die Behandlung von Blindleistungsverbrauchern nicht ebenfalls relevant wäre. Bei der späteren Ausgestaltung eines Blindleistungsbeschaffungsmodells sollte daher geprüft und sichergestellt werden, dass dieses mit den üblichen Modalitäten der Behandlung

von Blindleistungsverbrauchern kompatibel ist. Darüber hinaus sprechen sich einzelne Kommissionsmitglieder dafür aus, die Grenzen, innerhalb derer den Blindleistungsverbrauchern ein kostenloser Blindleistungsaustausch mit dem Netz gewährt wird, zu vereinheitlichen, um für alle Verbraucher eine einheitliche Anreizsituation bezüglich ihres Blindleistungsverhaltens zu schaffen. Diese Vorschläge wurden jedoch in der Kommission nicht umfassend diskutiert. Daher wird dieser Aspekt in den nachfolgend dargestellten Modelloptionen nicht behandelt.

### Struktur der Darstellung der Modellvorschläge

In den nachfolgenden Abschnitten werden die Modellvorschläge der Kommission zunächst losgelöst von Fragen diskutiert, die sich durch die Unterteilung des Netzes in Netzebenen und Netzgebiete ergeben. Hierdurch lässt sich die ohnehin komplexe Darstellung der Gestaltungsmöglichkeiten in gewissem Umfang vereinfachen. Auf diese Weise werden Gestaltungsoptionen und Kombinationen von Optionen zunächst in generischer, nicht auf bestimmte Netzebenen oder Netzgebiete bezogener Form aufgezeigt. Hiermit befassen sich die Abschnitte 6.2 bis 6.4. Die Fragen, welche Differenzierungsmöglichkeiten der Beschaffungsmodelle nach Netzebenen und evtl. Anlagengrößen bestehen und von Kommissionsmitgliedern vorgeschlagen werden und auf welche Weise Blindleistungsaustausche über die Gebietsgrenzen der Netzbetreiber hinaus behandelt werden können, werden dann separat in den Abschnitten 6.5 und 6.6 behandelt.

Diese Gliederung der Untersuchungsaspekte dient vor allem der besseren Verständlichkeit der Modellbeschreibungen. Bei der letztlich durch das BMWi vorzunehmenden, auf den Ergebnissen dieses Berichts und der Konsultation aufbauenden Gesamtbewertung der vorgestellten Modelle wird jedoch eine integrierte Betrachtung dieser Aspekte erforderlich sein. Es ist sehr wahrscheinlich, dass sich für unterschiedliche Netzebenen unterschiedliche Modelloptionen oder zumindest Ausgestaltungsformen als bestgeeignet herausstellen. Hinsichtlich der Modalitäten für den netzgebietsübergreifenden Blindleistungsaustausch ist zumindest zu prüfen, welche Wechselwirkungen mit den sonstigen Modelleigenschaften bestehen. Ob Regelungen zum netzgebietsübergreifenden Blindleistungsaustausch bereits kurzfristig benötigt oder zu einem späteren Zeitpunkt untersucht und ggf. eingeführt werden können, wird in der Kommission hingegen uneinheitlich beurteilt.

In der Kommission wurde entschieden, bei der Beschreibung der Modellvorschläge generell nicht kenntlich zu machen, welche Vorschläge von welchen Urhebern eingebracht wurden. Die Nennung von Urhebern wird nicht nur als irrelevant für die sachliche Bewertung erachtet, sondern könnte die Diskussion über Modelloptionen und Ausgestaltungsvarianten erschweren, u. a. da die dann einzeln zu behandelnden Vorschläge teilweise erhebliche Überlappungen aufweisen und eine unnötige Modellvielfalt hervorrufen würden. Die in Abschnitt 6.4 vorgestellten beispielhaften Kombinationen von Gestaltungsoptionen entsprechen daher auch nicht bestimmten Einzelvorschlägen, sondern sind als prototypische Gesamtmodelle zu verstehen, die sich nach bestimmten Leitideen aus den in der Kommission diskutierten Optionen zusammensetzen.

Den Kommissionsmitgliedern wurde jedoch die Möglichkeit eingeräumt, jeweils individuelle Dokumente mit Detailerläuterungen zu etwaigen eigenen Modellvorschlägen und Stellungnahmen zu den in diesem Bericht dargestellten Modelloptionen einzubringen. Diese Dokumente werden zusammen mit diesem Bericht im Internet veröffentlicht.

## Bewertungssystematik

Die Modellvorschläge der Kommission müssen mit Blick auf die letztliche Auswahl und Ausgestaltung eines Modells nach vielfältigen Kriterien umfassend bewertet werden. Im Rahmen der Kommissionsarbeit kann eine solche umfassende Bewertung, die neben qualitativen Aspekten auch quantitative Analysen etwa zu Aufwand-Nutzen-Verhältnissen einschließen sollte, nicht vorgenommen werden. In den nachfolgenden Abschnitten werden jedoch im Zusammenhang mit der Beschreibung von Modelloptionen Hinweise auf wesentliche Wirkungen hinsichtlich einer Auswahl von Bewertungsaspekten gegeben, in denen sich besonders relevante Unterschiede zwischen den Optionen ergeben. Die hierbei betrachteten Bewertungsaspekte lassen sich den drei Kategorien Kompatibilitäts-, Effizienz- und Akzeptanzaspekte zuordnen:

- Das Modell für die Blindleistungsbeschaffung muss mit dem **europäischen** und dem **deutschen Rechtsrahmen kompatibel** sein. Hinsichtlich des europäischen Rechtsrahmens wird hier neben grundsätzlichen Anforderungen etwa hinsichtlich Transparenz und Diskriminierungsfreiheit insbesondere die Forderung betrachtet, die Blindleistungsbeschaffung marktlich zu gestalten, sofern die Bundesnetzagentur nicht zu der Einschätzung gelangt, dass die marktliche Beschaffung wirtschaftlich nicht effizient ist, und daher eine Ausnahme gewährt. Bezüglich des deutschen Rechtsrahmens wird v. a. die Kompatibilität mit den Regelungen zum Strommarktdesign und weiteren Elektrizitätswirtschaftlichen Rahmenbedingungen betrachtet. Darüber hinaus gehen relevante Rahmenbedingungen aus den EU-Netzkodizes und deren Implementierung in nationales Recht – insbesondere in Form Technischer Anschlussregeln (TAR) – hervor. Diese Rahmenbedingungen werden in Abschnitt 4.3 behandelt und daher – wie auch in Abschnitt 6.2 erläutert – bei der Darstellung der Modelloptionen nicht erneut aufgegriffen.
- Das Beschaffungsmodell soll zur **volkswirtschaftlichen Effizienz der Stromversorgung** beitragen, d. h. hier speziell zur Erbringung der Systemdienstleistung Spannungshaltung mit minimalem Ressourceneinsatz. Der Ressourceneinsatz ist hierbei umfassend zu berücksichtigen und schließt z. B. Wirkungen ein, die
  - mit dem Transport von Blindleistung (u. a. Einfluss auf die Spannungshaltung, die Auslastung von Netzbetriebsmitteln und die Höhe der Netzverluste),
  - mit eventuellen Rückwirkungen auf den Wirkleistungseinsatz von Erzeugungs- und ggf. Verbrauchsanlagen,
  - mit dem Einfluss von Standardisierung auf die Betriebsmittelkosten oder auch
  - mit der Schaffung von Kapazitätsreserven in den Netzen, die sich u. a. auf das Integrationspotenzial für weitere Erzeugungsanlagen und den damit zusammenhängenden Netzkapazitätsbedarf auswirken,

zusammenhängen. Ob ein Modell dem Effizienzziel genügen kann, hängt u. a. davon ab, inwieweit es **Anreize** für effiziente **Investitions- und Einsatzentscheidungen** durch Netzbetreiber und Netznutzer und für den Einsatz **innovativer Lösungen** vermittelt und mit welchen **Transaktionskosten** der Blindleistungsbeschaffung es einhergeht. Die Anreizwirkungen werden wiederum von den Bedingungen der **Netzentgelt- und Anreizregulierung** beeinflusst.

- Die Umsetzbarkeit eines Modells hängt maßgeblich von seiner **Akzeptanz** durch die betroffenen Stakeholder ab. Hierfür sind u. a. die **Verteilungswirkungen** von Vergütungs-

und Kostentragungsregelungen und der zu erwartende **politische und rechtliche Umsetzungsaufwand** maßgeblich.

Die Kommission weist darauf hin, dass über den obigen Katalog hinaus **weitere Bewertungsaspekte** von Bedeutung sein können. Ein Teil der Kommissionsmitglieder plädiert z. B. dafür, auch technische Kriterien wie u. a. die Aufrechterhaltung der **Netz- und Systemstabilität** im Normalbetrieb und im gestörten Betrieb sowie die Zuverlässigkeit des **Versorgungswiederaufbaus** nach Störungen explizit in die Bewertung einzubeziehen. Andere Kommissionsmitglieder fassen diese Aspekte nicht als Bewertungskriterien, sondern als Umsetzungsanforderungen auf, die bei der konkreten Ausgestaltung eines Modells zu berücksichtigen sind. Es besteht aber Einvernehmen, dass die Blindleistungsbeschaffung so organisiert sein muss, dass hieraus keine Einschränkungen gegenüber dem erwarteten oder gewohnten Niveau der Versorgungssicherheit und -qualität erwachsen.

Diese Aspekte werden hier aber jeweils nur insoweit angesprochen, wie sich grundsätzliche Wirkungsunterschiede zwischen den betrachteten Optionen ergeben. Eine systematische Analyse aller Optionen nach allen potenziell relevanten Bewertungskriterien kann, wie oben erwähnt, im Rahmen der Kommissionsarbeit nicht erfolgen und bleibt daher einer späteren vertiefenden Untersuchung durch das BMWi bzw. auf dessen Veranlassung vorbehalten. Aus Sicht der Kommission sollten die Methoden und Daten für eine solche vertiefende, insbesondere auch quantitative Untersuchung zeitnah und unter breiter Stakeholder-Beteiligung abgestimmt werden.

## 6.2 Gliederung nach Entscheidungsanlässen

Wie in Abschnitt 4.2.3 erläutert, sollte bei der Gestaltung eines Modells für die Beschaffung von Blindleistung im Rahmen der Systemdienstleistung Spannungshaltung nach den hierbei auftretenden Entscheidungserfordernissen unterschieden werden. Eine wesentliche Unterscheidung betrifft dabei die Art der jeweils zu beschaffenden Leistung. Dies ist entweder

- die Errichtung technischer Kapazität zur Blindleistungsbereitstellung („**Q-Kapazität**“) oder
- die Zusage der betrieblichen Verfügbarkeit einer Blindleistungsquelle in einem bestimmten zukünftigen Zeitpunkt („**Q-Vorhaltung**“) oder
- der Einsatz einer Blindleistungsquelle in einer bestimmten Weise, z. B. auf Basis einer Kennlinien- oder Sollwertvorgabe („**Q-Einsatz**“).

Eine weitere Untergliederung ergibt sich dadurch, dass in diesen drei **Entscheidungsstufen** teilweise unterschiedliche **Anlässe** für Beschaffungsentscheidungen auftreten, die auch unterschiedliche Beschaffungsmodalitäten erfordern können. In der auf **Q-Kapazität** bezogenen Stufe ist es sinnvoll, drei Entscheidungsanlässe zu unterscheiden:

- Wenn ein Netznutzer einen **Netzanschluss** für eine neue technische Einheit, die als Quelle für netzdienliche Blindleistungsbereitstellung in Frage kommt, beantragt, muss für diesen Netznutzer festgestellt oder festgelegt werden, nach welchen **Mindestanforderungen** die Q-Kapazität dieser technischen Einheit ausgelegt werden soll. **In der Blindleistungskommission ist unumstritten, dass Netzbetreiber solche Mindestanforderungen gemäß §19 Abs. 1 EnWG festlegen, die von allen Netznutzern zwingend einzuhalten und umzusetzen sind, um den Netzanschluss zu erhalten und ihre Anlagen am Netz zu betreiben.**

Umstritten ist in der Kommission jedoch, welche genaue Bindungswirkung die in den TAR (siehe Abschnitt 4.3) definierten Mindestanforderungen hierbei haben. Ein Teil der Kommissionsmitglieder hält die TAR-Vorgaben zur Q-Kapazität für bindend, sodass Netzbetreibern diesbezüglich kein Entscheidungsspielraum verbleibt. Andere Kommissionsmitglieder sehen die TAR-Vorgaben hingegen nur als Obergrenzen an, im Rahmen derer Netzbetreiber fallweise oder für ihr gesamtes Netzgebiet Entscheidungen über die Festlegung von Mindestanforderungen an die vorzuhaltende Q-Kapazität treffen können und müssen.

Zu dieser Frage kann im Rahmen der Kommissionsarbeit kein Konsens erzielt werden. Die Beantwortung dieser Frage ist jedoch essentiell und muss im Folgeprozess geklärt werden.

Um die Modelloptionen im Rahmen dieses Berichts unabhängig hiervon darstellen zu können, wird dieser Handlungsanlass als ein Entscheidungsanlass behandelt, wobei der Entscheidungsspielraum je nach Bindungswirkung der TAR mehr oder weniger stark eingeschränkt sein kann.

Unter dem Begriff Mindestanforderungen werden im Weiteren generell die Anforderungen verstanden, die für den einzelnen Netznutzer tatsächlich zur Geltung kommen, unabhängig von der Frage, ob und inwieweit diese mit den Vorgaben der TAR übereinstimmen.

- Netzbetreiber können die Gelegenheit des Netzanschlusses neuer technischer Einheiten *darüber hinaus* nutzen, um mit den betreffenden Netznutzern die Bereitstellung *zusätzlicher* Q-Kapazität **jenseits der Mindestanforderungen** – sei es in Bezug auf die *Höhe* der Q-Kapazität oder deren *zeitliche Verfügbarkeit* oder sonstige Aspekte – zu vereinbaren. Diese Art von Entscheidung setzt eine Zustimmung des Netznutzers voraus und wird daher von Netzbetreiber und Netznutzer gemeinsam getroffen.
- Unabhängig von diesen Anlässen, die durch den Netzanschluss neuer potenzieller Blindleistungsquellen entstehen, ist es Aufgabe der Netzbetreiber, regelmäßig im Rahmen ihrer Analysen zur **Netzausbauplanung** zu prüfen, ob zusätzliche Q-Kapazität in ihrem Netz benötigt wird. Sofern dies der Fall ist, müssen die Netzbetreiber zusätzliche Q-Kapazität beschaffen. (Dies ist regulärer Bestandteil der Netzplanung und betrifft alle Netzebenen unabhängig davon, ob – wie für das Übertragungsnetz – ein institutionalisierter Planungsprozess existiert.) Hierbei kommen als Optionen zur Deckung des Bedarfs sowohl zusätzliche *netzseitige* Blindleistungsquellen wie z. B. Kompensationsanlagen als auch – analog zu den im vorherigen Aufzählungspunkt behandelten Fällen – die Bereitstellung zusätzlicher Q-Kapazität durch *Netznutzer* in Frage. Letzteres kann beispielsweise durch Nachrüstung bestehender Erzeugungs-, Speicher- oder Verbrauchsanlagen oder durch Nutzung dort bereits vorhandener Potenziale erfolgen. Entscheidungen über die Bereitstellung von Q-Kapazität kommen hier auf Veranlassung des Netzbetreibers zustande, setzen aber im Fall *nutzerseitiger* Blindleistungsquellen Angebote bzw. die Zustimmung von deren Betreibern voraus.

Auch bei Entscheidungen zum **Q-Einsatz** erfolgt eine Untergliederung nach Entscheidungsanlässen. Hier ist danach zu entscheiden, ob Einsatzentscheidungen vom *Netzbetreiber* oder aber vom *Netznutzer*, der eine Blindleistungsquelle betreibt, getroffen werden:

- Heute entscheidet der *Netzbetreiber* über den netzdienlichen Einsatz von Blindleistungsquellen. Er ermittelt hierzu auf Basis seiner eigenen Analysen **Vorgaben für das Blindleis-**

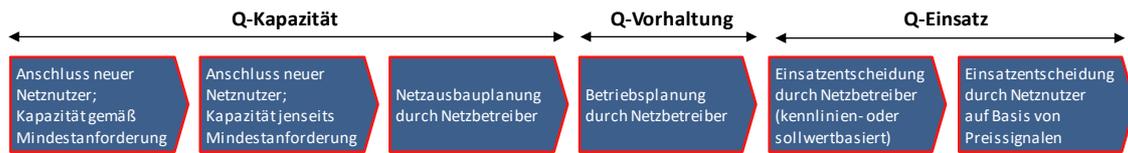
**tungsverhalten** der Quellen. Diese Vorgaben können die Parametrierung von **Kennlinien**, nach denen sich das Blindleistungsverhalten richten soll, oder **Sollwerte** für die Spannung oder den Blindleistungsaustausch am Netzanschlusspunkt betreffen. Netzbetreiber können je nach Bedarf mit unterschiedlicher Häufigkeit über Anpassungen dieser Vorgaben entscheiden. Insbesondere Vorgaben für den kennlinienbasierten Betrieb können für längere Zeit aufrecht erhalten bleiben, ggf. auch für die gesamte Nutzungsdauer einer technischen Einheit, wohingegen Spannungs- oder Blindleistungssollwerte in der Regel – aber auch nicht zwingend – kurzfristig an den aktuellen Netzzustand angepasst werden, vielfach auch zur unverzüglichen Umsetzung im Rahmen der Betriebsführung. Kurzfristige und häufige Anpassungen sind aber – abhängig von den technischen Möglichkeiten zu deren Umsetzung – grundsätzlich auch im Kennlinienbetrieb möglich.

Grundsätzlich vorstellbar zumindest für die höheren Spannungsebenen ist aus Sicht eines Teils der Kommissionsmitglieder auch die Vorgabe von **Fahrplänen** für Spannungs- oder Blindleistungssollwerte, die sich auf einen bestimmten zukünftigen Zeitraum – z. B. den Folgetag – beziehen und eine bestimmte – z. B. viertelstündliche oder auch höhere bis hin zu minütliche – Granularität aufweisen. Durch diese Fahrpläne würde eine „Grundfahrweise“ der Blindleistungsquellen für den Betrachtungszeitraum vorgegeben, von der anschließend durch kurzfristige Anweisungen bis hin zum Lieferzeitpunkt nach Bedarf abgewichen werden kann. Diese an der Praxis des Wirkleistungseinsatzes orientierte Form der Einsatzsteuerung ist bei der Blindleistungsbereitstellung allerdings bislang unüblich. Sie müsste daher im Vorfeld einer etwaigen Einführung zunächst auf ihre praktische Umsetzbarkeit hin untersucht werden. Ein Teil der Kommissionsmitglieder hält diese Form der Einsatzsteuerung nicht für umsetzbar.

- *Netznutzer* mit eigenen steuerbaren Blindleistungsquellen treffen grundsätzlich immer dann eigenständige Entscheidungen über deren Einsatz, wenn ihnen hierfür keine Vorgabe durch den Netzbetreiber vorliegt. Diese Entscheidungen dürften sich – im Rahmen der mit dem Netzbetreiber vertraglich festgelegten Grenzwerten am Netzanschlusspunkt – in der Regel an den wirtschaftlichen Interessen der Netznutzer orientieren und sind somit nicht notwendigerweise netzdienlich und kein Ergebnis eines Beschaffungsprozesses des Netzbetreibers. Ein netzdienliches Einsatzverhalten könnte laut dem Vorschlag eines Kommissionsmitglieds hierbei jedoch angereizt werden, indem den Netznutzern ein **Preissignal** vermittelt wird, das sich auf das Verhalten ihrer Blindleistungsquellen bezieht. Dieser Ansatz, netzdienliches Verhalten von Netznutzern über eine Preissteuerung anzureizen, ist u. a. aus der Diskussion über mögliche zeitvariable Netzentgelte bekannt. Andere Kommissionsmitglieder halten diesen Ansatz aufgrund der damit verbundenen Unsicherheit über das Verhalten dieser Netznutzer und damit möglicher Auswirkungen auf die Netz- und Systemstabilität jedoch nicht für praktikabel (siehe Diskussion dieses Ansatzes in Abschnitt 6.3.6).

Bei Entscheidungen zur **Q-Vorhaltung** ist keine weitere Untergliederung nach Entscheidungsanlässen erforderlich.

Somit ergeben sich insgesamt die in Bild 6.1 dargestellten sechs betrachtungsrelevanten Entscheidungsanlässe.



*Bild 6.1 Betrachtete Entscheidungsanlässe im Rahmen der Blindleistungsbeschaffung durch Netzbetreiber und deren Zuordnung zu Entscheidungsstufen*

Da Entscheidungen bei diesen Anlässen zu unterschiedlichen Zeitpunkten und durch unterschiedliche Akteure (Netzbetreiber und/oder Netznutzer) getroffen werden und sich auf unterschiedliche Leistungen beziehen, können je nach Entscheidungsanlass auch unterschiedliche Beschaffungsmodelle geeignet sein. Die Fragen, welche Gestaltungsoptionen grundsätzlich zur Verfügung stehen und wie deren Eignung zu bewerten ist, werden daher in diesem Bericht nicht übergreifend für die Gesamtheit der Entscheidungsanlässe, sondern für jeden einzelnen Entscheidungsanlass separat untersucht. Ansonsten würde der Spielraum der in Frage kommenden Optionen unnötig stark eingeengt. Wechselwirkungen zwischen den Gestaltungen für unterschiedliche Entscheidungsanlässe müssen allerdings bei der Bewertung berücksichtigt werden.

Aufgrund dieser Überlegungen ist die Behandlung von Optionen für die Blindleistungsbeschaffung im folgenden Abschnitt 6.3 nach Entscheidungsanlässen untergliedert. Die betrachteten Optionen unterscheiden sich v. a. darin, auf welche Weise jeweils Beiträge/Angebote zur Deckung des Blindleistungsbedarfs ausgewählt werden, ob hierfür eine Vergütung gezahlt wird und wie diese gestaltet und ermittelt wird. Wie in Abschnitt 4.2.3 erörtert, können die grundsätzlich in Frage kommenden Optionen zur groben Orientierung auf einem Spektrum von stärker regulierten bis zu stärker marktlich organisierten Ansätzen eingeordnet werden. Relevante Optionen in diesem Spektrum sind z. B.

- eine regulierte Verpflichtung zur Leistungserbringung ohne Vergütung,
- eine Verpflichtung zur Leistungserbringung gegen Vergütung in regulierter Höhe,
- bilaterale Verhandlungen über die Leistungsbeiträge auf Basis regulierter Preise,
- bilaterale Verhandlungen mit freier Preisbildung,
- Ausschreibungen mit freier Preisbildung, ggf. in Verbindung mit nachgelagerten bilateralen Verhandlungen, und
- Auktionen (analog zu börslich organisierten Märkten).

Es kommen allerdings bei weitem nicht alle genannten Optionen für jeden Entscheidungsanlass in Frage. Dies wird in der nachfolgenden Analyse näher erläutert.

## 6.3 Modelloptionen je Entscheidungsstufe/-anlass

### 6.3.1 Q-Kapazität: Anschluss neuer Netznutzer; Kapazität gemäß Mindestanforderung

Bei diesem Entscheidungsanlass geht es um die Frage, welche Mindestanforderungen an die Bereitstellung von Q-Kapazität durch neu an das Netz anzuschließende technische Einheiten wie z. B. Erzeugungsanlagen erfüllt werden müssen. Diese Mindestanforderungen werden durch Netzbetreiber unter Berücksichtigung der Vorgaben aus den TAR spezifiziert, soweit sie sich nicht bereits eindeutig und bindend aus den TAR ergeben (siehe Abschnitte 4.3 und 6.1 zu

der in der Kommission kontrovers diskutierten Frage, inwieweit den Netzbetreibern hierbei Ermessensspielraum verbleibt). Ein Spielraum für freiwillige Angebote durch Netznutzer und Verhandlungen besteht bei der fallbezogenen oder netzgebietsweiten Spezifizierung der Mindestanforderungen nicht. Er besteht nur in dem in Abschnitt 6.3.2 behandelten Fall eines *zusätzlichen*, über die Mindestanforderungen hinausgehenden Bedarfs nach Q-Kapazität.

Die Schaffung von Q-Kapazität durch Mindestanforderungen ist daher prinzipiell *keine marktbezogene Beschaffungsform* in dem Sinne, dass Netznutzer hieran freiwillig partizipieren und eigene preisliche Angebote einbringen könnten. Vielmehr handelt es sich um eine *regulierte Beschaffungsform*, die Netznutzer in bestimmtem Umfang zur Erbringung dieser Leistung verpflichtet, ähnlich wie auch bei Mindestanforderungen zu anderen technischen Eigenschaften von Anlagen. Dies schließt aber – sofern dem nicht rechtliche Gründe entgegenstehen – nicht aus, dass im Hinblick auf den späteren *Einsatz* der so beschafften Q-Kapazität auch *marktliche Beschaffungsformen* in Frage kommen.

Aufgrund des regulierten Charakters dieses Schritts der Beschaffung von Blindleistung fällt hier ein großer Teil der in Abschnitt 6.2 aufgezeigten Optionen für die Gestaltung von Beschaffungselementen weg. Es verbleibt jedoch die Frage, ob Netzbetreiber den betroffenen Netznutzern für die verpflichtende Errichtung von Q-Kapazität eine Vergütung zahlen sollten. Hierbei geht es wohlgerne um eine Vergütung, deren Fälligkeit und Höhe *nicht* davon abhängen, ob und in welchem Umfang die betreffende Q-Kapazität später tatsächlich für netzdienliche Zwecke eingesetzt wird. Vergütungen, die vom Umfang des Einsatzes oder auch der betrieblichen Vorhaltung abhängen, fallen in den Bereich anderer Entscheidungsanlässe (siehe Abschnitte 6.3.5 und 6.3.6).

Zu der Frage, ob für die verpflichtende Errichtung von Q-Kapazität eine Vergütung gezahlt werden sollte, liegen in der Kommission divergierende Vorschläge und Sichtweisen vor. Die Vorschläge lassen sich in den nachfolgend dargestellten Optionen *ohne* und *mit* Vergütung zusammenfassen, wobei die Option *mit* Vergütung verschiedene Umsetzungsvarianten zulässt.

#### Option „Keine Vergütung für Q-Kapazität gemäß Mindestanforderungen“

Die Option, dass für verpflichtend bereitgestellte Q-Kapazität **keine Vergütung** gezahlt wird, entspricht der Praxis im **Status quo**. Befürworter dieser Option argumentieren, die Verpflichtung zur Einhaltung der Mindestanforderungen als Voraussetzung für den Netzanschluss liege diskriminierungsfrei auf der Seite des Netznutzers, und daher sei – wie auch für die Erfüllung anderer Mindestanforderungen – keine Vergütung an Netznutzer zu zahlen. Des Weiteren gehen die Befürworter dieser Option von der Sichtweise aus, dass Netzbetreiber rechtlich oder faktisch keinen Spielraum bei der Festlegung von Mindestanforderungen haben, sondern hierbei den Vorgaben der TAR folgen sollten oder müssen (siehe Diskussion in Abschnitt 6.1). Teilweise wird darüber hinaus die Auffassung vertreten, dass Netzbetreibern auch dann, wenn ein solcher Spielraum bestehen sollte, kein Anreiz gesetzt werden sollte, geringere als die in den TAR vorgesehenen Werte für die Mindestanforderungen festzulegen. Ein solcher Anreiz, der im Fall einer Vergütungspflicht für Q-Kapazität entstehen würde, könne nämlich dazu verleiten, tendenziell knappe Q-Kapazitätsreserven vorzuhalten. Diese könnten sich dann langfristig als nicht ausreichend und somit als insgesamt nicht effizient herausstellen.

Diesem Argument halten andere Kommissionsmitglieder allerdings entgegen, dass eine einheitliche Bemessung der Mindestanforderungen einerseits Überkapazitäten durch in der Praxis nicht benötigte Q-Kapazität hervorrufe, andererseits aber auch nicht davor bewahre, dass es stellenweise zu Knappheiten der Q-Kapazität kommen könne. Vielmehr könne der Anreiz, die

Anforderungen bedarfsgerecht zu bemessen, sogar zu einer genaueren und nachhaltigeren Planung der Q-Kapazitäten beitragen. Und auch wenn Netzbetreiber keinen oder nur geringen Spielraum bei der Festlegung der Mindestanforderungen hätten, folge hieraus nicht zwingend, dass es angemessen sei, auf eine Vergütung für die Bereitstellung von Q-Kapazität zu verzichten.

Falls Netzbetreiber hinsichtlich der Mindestanforderungen keinen Ermessensspielraum haben, so hätte eine mögliche Vergütung für Q-Kapazität keine Auswirkungen auf Entscheidungen der Netzbetreiber, sondern primär *Verteilungswirkungen*: Sie würde bewirken, dass ein Teil der Errichtungskosten blindleistungsfähiger Anlagen von den Netzbetreibern und damit letztlich über die Netzentgelte der Letztverbraucher getragen würde. Im Status quo gehen diese Kosten in die Gesamtkosten der Anlagenbetreiber und damit in die aus Erlösen am Wirkleistungsmarkt zu deckenden Kosten ein. Aus Sicht der Stakeholder, die sich gegen diese Vergütung aussprechen, wäre eine solche Umverteilung abzulehnen, da sie im Wesentlichen zu einer weiteren Kostenverlagerung weg von den Erzeugungsanlagenbetreibern führen würde, die bereits heute nicht an der Tragung der Netzkosten beteiligt werden. Diese Frage ist insbesondere in den Fällen von Bedeutung, in denen Erzeugungsanlagenbetreiber im Wettbewerb stehen und diese Kosten nicht ohne Weiteres vollständig über ihre Lieferpreise an die Stromkunden weiterreichen können. In solchen Fällen können sich aus dieser Frage neben Verteilungswirkungen auch Auswirkungen auf die Ertragsmöglichkeiten der Erzeugungsanlagenbetreiber und damit – sofern dies deren Investitionsentscheidungen beeinflusst – ggf. auch auf die volkswirtschaftliche Effizienz der Stromversorgung ergeben.

#### Option „Vergütung für Q-Kapazität gemäß Mindestanforderungen“

Andere Kommissionsmitglieder schlagen hingegen vor, eine **Vergütungspflicht** für Q-Kapazität, die auf Basis von Mindestanforderungen bereitgestellt wird, einzuführen. Da eine freie Preisbildung dem regulierten Charakter dieser Beschaffungsform widersprechen würde, wird für eine Bemessung der Vergütung nach regulierten Vorgaben plädiert, mit dem Anspruch, die *Kosten* der Kapazitätsbereitstellung zu reflektieren. Dies ermöglicht eine Differenzierung der Vergütungshöhe z. B. nach Anlagentyp und nach Verfügbarkeits- und weiteren Eigenschaften der Blindleistungsquellen. Die Vergütung könnte unterschiedliche Formen wie z. B. Einmalzahlungen oder periodische (monatliche oder jährliche) Zahlungen annehmen, die jeweils von der Höhe der bereitgestellten Kapazität abhängen. Entscheidend wäre aber, dass die Vergütung *nicht* vom tatsächlichen *Einsatz* dieser Blindleistungsquellen abhängt; einsatzabhängige Formen der Vergütung wären Gegenstand der Überlegungen zu anderen Entscheidungsanlässen (siehe Abschnitte 6.3.5 und 6.3.6).

Für diesen Vorschlag führen die Befürworter zwei zentrale Argumente an:

- Die Vergütung führe zu einer aus ihrer Sicht **sachgerechteren Kostentragung**, da die Bereitstellung von Q-Kapazität in erster Linie dem Netzbetreiber diene. Dieses Argument stellt auf die oben erwähnte *Verteilungswirkung* einer möglichen Vergütung und die daraus resultierenden Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit der betroffenen Erzeugungsanlagen oder sonstigen Blindleistungsquellen ab. Dies sei besonders relevant, wenn die Mindestanforderungen an die Höhe der Q-Kapazität von Standort zu Standort variieren können.
- Die Vergütung bewirke einen **Anreiz für Netzbetreiber**, die Kosten der Bereitstellung von Q-Kapazität angemessen in ihren Entscheidungen zu berücksichtigen. Sie trage so zu einem weniger verzerrten Wettbewerb der Lösungsoptionen für die Spannungshaltung bei, ins-

besondere im Vergleich von netz- und nutzerseitigen Blindleistungsquellen. *Ohne* eine solche Internalisierung der Kosten von Q-Kapazität hätten Netzbetreiber keinen – oder zumindest keinen wirtschaftlichen – Anreiz, die Mindestanforderungen niedriger als in Höhe der durch die TAR vorgegebenen Obergrenzen festzulegen, unabhängig davon, ob sie die geforderte Q-Kapazität auch wirklich benötigen und ob dies – etwa im Vergleich zur Errichtung eigener Kompensationsanlagen oder anderen Maßnahmen zur Spannungshaltung – die volkswirtschaftlich günstigste Lösung wäre. *Mit* der Vergütung könnte es sich für Netzbetreiber hingegen betriebswirtschaftlich als vorteilhaft erweisen, niedrigere Mindestanforderungen festzulegen oder sogar gänzlich auf diese Art der Bereitstellung von Q-Kapazität zu verzichten. Dies könnte in den TAB für das gesamte Gebiet eines Netzbetreibers oder – sofern mit Blick auf das Nichtdiskriminierungsgebot zulässig – sogar einzelfallweise geschehen. Dieses Argument geht von der Auffassung aus, dass die Netzbetreiber Spielraum bei der Festlegung der Mindestanforderungen haben und die TAR-Vorgaben nur Obergrenzen darstellen (s. Abschnitt 6.1).

Diese Anreizsetzung würde darauf abzielen, die Errichtung „überschüssiger“ Q-Kapazität, die aus Netzsicht nicht benötigt wird oder im Vergleich zu anderen Möglichkeiten der Blindleistungsbereitstellung nicht effizient wäre, zu vermeiden. Die Befürworter dieser Option erwarten, dass hierdurch die Errichtungskosten und auch Transaktionskosten der Blindleistungsbereitstellung bei einem Teil der nutzerseitigen Anlagen – u. a. auch für ansonsten regelmäßig erforderliche Konformitätsprüfungen – reduziert werden. Ein Teil der Kommissionsmitglieder geht davon aus, dass bei diesem Ansatz nur noch ein kleiner Teil der nutzerseitigen Anlagen für die Blindleistungsbereitstellung herangezogen würde und entsprechende Kapazität errichten müsste und sich damit die Energiewende insgesamt kostengünstiger umsetzen lässt. Ein anderer Teil der Kommissionsmitglieder ist hingegen der Ansicht, dass sich ein langfristig effizienter Netzausbau mit einheitlichen Anforderungen an die Q-Kapazität gemäß den TAR erreichen lasse und es daher nicht zu einer relevanten Verringerung der Blindleistungsanforderungen an die Anlagenbetreiber kommen würde.

Zu der Frage, inwieweit bei Verzicht auf einen solchen Anreiz tatsächlich Überkapazitäten für die Blindleistungsbereitstellung entstehen würden und inwieweit diese – etwa unter Berücksichtigung von Standardisierungsvorteilen – volkswirtschaftlich ineffizient wären, bestehen in der Kommission jedoch divergierende Auffassungen.

Uneinheitlich wird auch beurteilt, ob es generell sinnvoll ist, die Kosten der Blindleistungsbereitstellung vollständig in die Entscheidungssphäre der Netzbetreiber zu internalisieren. Die Kritiker einer Vergütungspflicht für Q-Kapazität argumentieren hierzu, die Fähigkeit zur Blindleistungsbereitstellung diene fallweise nicht nur dem *Netzbetreiber*, sondern auch dem *Netznutzer*, insbesondere dann, wenn dieser aufgrund seiner Fähigkeit zur Blindleistungssteuerung einen kostengünstigeren Netzanschlusspunkt zugewiesen bekommen könne. Sie zweifeln zudem an der rechtlichen Zulässigkeit einer solchen Vergütungspflicht.

Für die Wirksamkeit eines wirtschaftlichen Anreizes gegenüber Netzbetreibern zu einer bedarfsorientierten Festlegung der Mindestanforderungen für den einzelnen Netznutzer oder für ihr jeweiliges Netzgebiet müssten nach Ansicht der Kommissionsmitglieder, die diese Anreizsetzung befürworten, verschiedene Voraussetzungen erfüllt sein:

- Der angestrebte Anreiz kann sich prinzipiell nur entfalten, wenn die mit der Zahlung von Vergütungen bei den Netzbetreibern entstehenden Kosten in der **Anreizregulierung** auf geeignete Weise einem Effizienzanreiz ausgesetzt sind. In der Kommission herrschen unterschiedliche Meinungen vor, ob dies mit einer Behandlung dieser Kosten als beeinfluss-

bare Kosten – evtl. in der Sonderform volatiler Kosten – oder als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten oder mit anderen Instrumenten zu erreichen sei. Zu dieser Thematik kann und soll die Blindleistungskommission jedoch keine vertiefte Analyse vornehmen. Die Anreizregulierung ist ein eigenständiger Regelungskomplex, der vielfältigen Zielsetzungen hinsichtlich der Chancen und Risiken für Netzbetreiber und der angestrebten Anreizwirkungen genügen muss. Daher wird hier nur darauf hingewiesen, dass die Anreizwirkungen von Vergütungsregelungen für Blindleistung u. a. von den Regelungen der Anreizregulierung beeinflusst werden.

- Netzbetreibern muss hierfür, wie oben erwähnt, ein **Ermessensspielraum** bei der Festlegung der Mindestanforderungen im Rahmen der Vorgaben der TAR, die dann als Obergrenzen aufzufassen wären, zustehen. Sofern dies der Fall ist, könnte sich durch das Wirken dieses Anreizes mit der Zeit herausstellen, welche Mindestanforderungen unter welchen Bedingungen tatsächlich angemessen sind. Für den Fall, dass – entsprechend der Auffassung eines Teils der Kommissionsmitglieder – ein solcher Ermessensspielraum *nicht* besteht, sieht ein Vorschlag eines Kommissionsmitglieds einen weiter ausdifferenzierten Anreizmechanismus vor: Hiernach könnte der Effizienzanreiz gegenüber Netzbetreibern auf den Anteil der Vergütungszahlungen beschränkt werden, der sich auf die von Netzbetreibern *tatsächlich genutzte* Q-Kapazität bezieht. Ein möglicherweise darüber hinaus gehender Anteil könnte über ein allgemeines Umlagekonto refinanziert werden, aus dem kein Anreiz gegenüber dem einzelnen Netzbetreiber erwächst. Dieser Mechanismus müsste mit einem übergreifenden Prozess der Nutzungsanalyse und (mittelfristigen) Anpassung der TAR verbunden werden, um sukzessive eine Annäherung der auf die Q-Kapazität bezogenen Vorgaben der TAR an das volkswirtschaftlich optimale Niveau zu erreichen. Ein Teil der Kommissionsmitglieder hält diesen Ansatz jedoch derzeit nicht für umsetzbar.

Die Überlegungen zu einer möglichen Vergütungspflicht für Q-Kapazität gemäß Mindestanforderungen beziehen sich auf *neue* Blindleistungsquellen (v. a. Erzeugungsanlagen) und nicht auf Bestandsanlagen<sup>39</sup>. Bei Bestandsanlagen wurde die Höhe der Q-Kapazität bereits in der Vergangenheit vom Netzbetreiber vorgegeben, sodass sich netzbetreiberseitige Anreize hierauf nicht mehr auswirken können. Auch die Frage nach einer sachgerechten Kostentragung stellt sich bei Bestandsanlagen zumindest teilweise nicht, da die mit der Q-Kapazität verbundenen Kosten z. B. bei bestehenden EE-Anlagen in der Regel bereits über die Förderkonditionen abgedeckt sein dürften. Bei der möglichen Einführung einer solchen Vergütung müsste daher jedenfalls vermieden werden, dass der Aufwand für die Bereitstellung von Q-Kapazität *doppelt* vergütet wird.

Eine in der Kommission diskutierte **Variante** dieser Gestaltungsoption sieht vor, dass nicht die gesamte im Rahmen der Mindestanforderungen bereitgestellte Q-Kapazität vergütet wird, sondern nur der Teil davon, der vom Netzbetreiber nicht (nur) für die *lokale Spannungshaltung*, sondern für ein *übergreifendes Blindleistungsmanagement* benötigt und genutzt wird. Dieser Vorschlag beruht auf der Überlegung, dass der Blindleistungsbedarf für die lokale Spannungshaltung im Nahbereich einer Erzeugungsanlage zumindest teilweise durch den Einsatz der Erzeugungsanlage selbst hervorgerufen wird und insoweit eine Vergütung durch den Netzbetreiber nicht verursachungsgerecht wäre. Diese Überlegung wurde in den Beiträgen einzelner Kommissionsmitglieder mit dem Begriff einer möglichen „Kehrpflicht“ der Erzeugungsan-

---

<sup>39</sup> Die Anforderungen nach den Netzkodizes können nach einem darin vorgesehenen Verfahren auch auf Bestandsanlagen erstreckt werden.

genbetreiber in Verbindung gebracht. Welche Bedeutung die Frage der Verursachungsgerechtigkeit bei der Gestaltung der Vergütungsregelungen haben sollte, wird in der Kommission uneinheitlich bewertet. Ein Teil der Kommissionsmitglieder hält das Argument nicht für relevant, da es in erster Linie auf *Verteilungswirkungen* abstelle und diese im Vergleich zu den *Anreizwirkungen* der Vergütungsregelungen weniger bedeutend seien.

Der Vorschlag wirft jedenfalls die Frage auf, wie die Nutzung für die lokale Spannungshaltung von der Nutzung für das übergreifende Blindleistungsmanagement abgegrenzt werden kann, und zwar bereits im Stadium der Errichtung der Q-Kapazität. Eine Möglichkeit könnte darin bestehen, die Kapazität nach Einsatzformen (Kennlinien vs. Sollwerte) abzugrenzen, jedenfalls für Fälle, in denen dauerhaft nur eine dieser Einsatzformen angewendet wird. Dabei ist allerdings zu beachten, dass die Zielsetzung des kennlinienbasierten Einsatzes nicht in allen Fällen zwingend darauf beschränkt sein muss, die von einer Erzeugungsanlage selbst verursachte Spannungsbeeinflussung zu kompensieren. Zudem wäre eine Abgrenzung nach diesem Kriterium bei Anlagen, die teils kennlinien- und teils sollwertbasiert gesteuert werden, im Stadium der Kapazitätserrichtung kaum möglich. Auch eine Abgrenzung nach dem *Umfang* der bereitgestellten Q-Kapazität erscheint zumindest in diesem Stadium kaum möglich, da der Blindleistungsbedarf zur Kompensation des Einflusses von Erzeugungsanlagen auf die Spannungssituation u. a. von der Konfiguration des umgebenden Netzes abhängt. Als Alternative könnte daher erwogen werden, eine Unterscheidung nach lokaler Spannungshaltung und übergreifendem Blindleistungsmanagement nicht bei der Vergütung für Q-Kapazität, sondern (nur) bei der Vergütung für den Q-Einsatz vorzusehen (siehe Abschnitt 6.3.5).

**Gegenüberstellung der Optionen und wesentlicher Bewertungsaspekte**

Option und Varianten	Kompatibilität	Effizienz	Akzeptanz
Keine Vergütung für Q-Kapazität gemäß Mindestanforderungen	keine Wirkungsunterschiede der Optionen	<p>keine vergütungsbedingten Transaktionskosten</p> <p>Risiko für ineffiziente Überkapazitäten, da NB keinen direkten Effizienzreiz erhalten; dafür Standardisierungseffekte bei bestimmten Anlagenkonstellationen</p>	<p>kein Umsetzungsaufwand, da Status-quo</p> <p>aus Sicht der Netzbetreiber sachgerechte Kostentragung</p> <p>Diskriminierungsfreiheit nur gewährleistet, wenn Mindestanforderungen für alle Netznutzer einheitlich sind</p>
Vergütung für Q-Kapazität gemäß Mindestanforderungen		<p>vergütungsbedingte Transaktionskosten fallzahlabhängig, Höhe vglw. moderat, da i.d.R. einmalige Vergütung je Anlage</p> <p>Potenzial zum Anreiz zu einer bedarfsgerechteren Dimensionierung von Q-Kapazität</p> <p>Herausforderungen: sachgerechte und robuste Parametrierung der Vergütung; Gestaltung der Anreizregulierung, insb. nachhaltige, robuste Anreize für NB; Behandlung von Bestandsanlagen</p>	<p>Umsetzungsaufwand voraussichtlich moderat, soweit auf Neuanlagen begrenzt</p> <p>aus Sicht der Q-Anbieter sachgerechte Kostentragung</p> <p>Bei unveränderter Netzentgeltssystematik Mehrbelastung von Endverbrauchern durch höhere Netzkosten in betroffenen Netzen; dafür aber sinkende Lieferantenpreise bzw. EEG-Umlage (bundesweit)</p>

*Tabelle 6.1: Gegenüberstellung der Optionen und wesentlicher Bewertungsaspekte für den Handlungsanlass Anschluss Netznutzer und Q-Kapazität gemäß Mindestanforderung*

### 6.3.2 Q-Kapazität: Anschluss neuer Netznutzer; Kapazität jenseits Mindestanforderung

Der Anlass des Anschlusses einer neuen Blindleistungsquelle an das Netz kann dazu genutzt werden, eine über die Mindestanforderungen des Netzbetreibers hinausgehende Dimensionierung dieser Blindleistungsquelle zu vereinbaren. Es ist offensichtlich, dass eine solche Bereitstellung *zusätzlicher* Q-Kapazität jenseits der verpflichtenden Mindestanforderungen nur auf einvernehmlicher Basis erfolgen kann. Hierfür muss zum einen entsprechender Bedarf beim Netzbetreiber vorliegen. Zum anderen muss der Netznutzer freiwillig dazu bereit sein, die gewünschte zusätzliche Q-Kapazität bereitzustellen. Dies wird regelmäßig nur dann der Fall sein, wenn er hierfür eine Vergütung erhält, die die Bereitstellungskosten zuzüglich einer aus seiner Sicht angemessenen Gewinnmarge deckt.

Aufgrund dieser Merkmale hat dieser Schritt der Blindleistungsbeschaffung notwendigerweise einen *marktlichen* Charakter. Für die Ausgestaltung dieses Beschaffungselements kommen nur **bilaterale Verhandlungen** zwischen dem Netzbetreiber und dem anschlussbegehrenden Netznutzer in Frage. Andere marktliche Beschaffungsformen wie z. B. Ausschreibungen oder Auktionen, die eine Angebotsstellung auch durch andere Netznutzer ermöglichen, wären hier nicht geeignet, weil sich der Anlass für die Entscheidungsfindung aus dem Anschlussbegehren des Netznutzers ergibt. Dies erfordert eine ad-hoc-Abstimmung, die in der Regel keinen Raum für eine umfassendere Markterkundung durch den Netzbetreiber lässt.

Insofern herrscht in der Kommission Einvernehmen vor. Unterschiede in den Modellvorschlägen betreffen lediglich die *Ausgestaltung der Vergütung*. Hinsichtlich der *Struktur* der Vergütung erscheint es dabei allerdings kaum erforderlich, Gestaltungsdetails übergreifend festzulegen, da diese der bilateralen Abstimmung vorbehalten bleiben können. Naheliegend wären beispielsweise einmalige oder periodische (monatliche oder jährliche) Vergütungszahlungen, deren Höhe nicht von der Einsatzweise der Blindleistungsquellen abhängt. Grundsätzlich denkbar wäre aber auch die Vereinbarung *einsatzabhängiger* Preise, die einen Deckungsbeitrag zu den Bereitstellungskosten der Q-Kapazität enthalten (siehe Abschnitt 6.3.5 zu möglichen Konditionen für den Einsatz von Blindleistungsquellen). Es ist davon auszugehen, dass Netznutzer mit dieser Gestaltung nur dann einverstanden sein werden, wenn der Netzbetreiber ihnen einen Mindestumfang des Einsatzes ihrer Anlagen verlässlich in Aussicht stellen kann.

Betrachtungsrelevante Gestaltungsoptionen verbleiben daher nur hinsichtlich der Frage, wie die Höhe der Vergütungen festgelegt wird. Hierbei ist v. a. danach zu unterscheiden, ob Preise frei zwischen den Parteien verhandelt oder aber regulatorisch vorgegeben werden.

#### Option „Bilaterale Verhandlung mit freier Preisbildung“

Die Option einer **freien Vereinbarung von Preisen** zwischen Netzbetreiber und Netznutzer entspricht dem **Status quo**. Auch heute existieren bereits Verträge über die Blindleistungsbereitstellung einschließlich der Errichtung von Q-Kapazität, in denen frei verhandelte Vergütungskonditionen vereinbart sind. (Inwieweit diese Verträge bei den in diesem Abschnitt behandelten Fällen des Anschlusses neuer Netznutzer abgeschlossen wurden oder aber bei den in Abschnitt 6.3.3 behandelten Anlässen, die sich aus einer Bedarfsfeststellung durch den Netzbetreiber ergeben, ist hier unerheblich. Für *zukünftige* Beschaffungsfälle ist die Unterscheidung jedoch wichtig, weil je nach Entscheidungsanlass unterschiedliche marktliche Beschaffungsformen in Frage kommen.)

Für diese Option spricht, dass sie den Vertragspartnern größtmöglichen Spielraum bei der Verhandlung über die Bereitstellung von Q-Kapazität lässt. Sie entspricht auch grundsätzlich eher dem Wesen einer bilateralen Verhandlung als einer Verhandlung auf Basis regulatorisch vorgegebener Preiskonditionen.

Kritiker verweisen allerdings darauf, dass Netzbetreiber als regulierte Akteure bei dieser Option evtl. keinen ausreichenden Anreiz haben könnten, wirtschaftlich angemessene Preiskonditionen zu vereinbaren. Inwieweit dies zutrifft, hängt stark davon ab, wie die hiermit verbundenen Kosten in der Anreizregulierung behandelt werden. Ein Teil der Kommissionsmitglieder weist darauf hin, dass bei Umsetzung dieser Option ein ausreichend starker Effizianzanreiz über die Anreizregulierung geschaffen werden sollte, falls nicht bereits vorhanden.

Dem Risiko eines ggf. unzureichenden Effizianzanreizes für diese Kosten wird heute aber auch dadurch begegnet, dass Netzbetreiber die in diesen Verträgen vereinbarten Konditionen der Bundesnetzagentur offenlegen müssen. Abhängig davon, welche Eingriffsrechte für die Regulierungsbehörde mit dieser Kontrollmöglichkeit verbunden sind, kann dies faktisch einen Übergang zu der nachfolgend behandelten Option einer Verhandlung auf Basis regulierter Preisvorgaben bewirken.

#### Option „Bilaterale Verhandlung mit regulierten Preisvorgaben“

Die Option einer regulatorischen Festlegung der Vergütungshöhe, die Netzbetreiber mit Netznutzern für die Bereitstellung von Q-Kapazität jenseits der Mindestanforderungen vereinbaren dürfen, adressiert den oben genannten Kritikpunkt. Ihre Umsetzung würde voraussichtlich erfordern, dass auch die *Struktur* der Vergütung festgelegt wird. Vorgaben zur *Höhe* der Vergütung könnten in Form von **Preisobergrenzen** erfolgen, sodass noch Verhandlungsspielraum verbleiben würde, oder in Form **fester Preisvorgaben**. Festlegungen dieser Art würden den Verhandlungsspielraum der Parteien deutlich einschränken, ohne aber den marktlichen Charakter dieses Beschaffungsschritts gänzlich aufzuheben. Der Netznutzer hätte selbst dann, wenn feste Preisniveaus vorgegeben würden, weiterhin die Möglichkeit, sich freiwillig für oder gegen die Bereitstellung von Q-Kapazität zu entscheiden. Netzbetreiber könnten dann allerdings die Preise nicht mehr nach der Höhe des netzseitigen Nutzens einer Blindleistungsquelle differenzieren.

Diese Option wäre aber mit der Herausforderung verbunden, angemessene Preise oder Preisobergrenzen für die Bereitstellung von Q-Kapazität oder zumindest Berechnungsvorschriften für diese Vorgaben regulatorisch festzulegen. Hierbei könnte nach relevanten technischen Merkmalen wie z. B. der Netzebene, dem Anlagentyp und evtl. weiteren Merkmalen der bereitgestellten Q-Kapazität differenziert werden. Eine sehr starke Differenzierung bis hin zu einer fallspezifischen Preisregulierung könnte allerdings hohen regulatorischen Aufwand mit sich bringen.

Herausforderungen ergeben sich bei der Festlegung der Preisvorgaben aus der unvermeidlichen Informationsasymmetrie zwischen Regulierer, Netznutzern und Netzbetreibern. So könnte eine – gemessen an den realen Kosten – zu geringe Bemessung der Preisvorgaben dazu führen, dass Netznutzer nicht bereit wären, Q-Kapazität im volkswirtschaftlich effizienten Umfang bereitzustellen. Eine übermäßig hohe Bemessung der Preise würde hingegen diesen Beschaffungsweg für Q-Kapazität unnötig verteuern, sodass Netzbetreiber ihn ggf. umgehen würden, etwa durch Errichtung eigener Blindleistungsquellen.

Bei der möglichen Umsetzung dieser Option müsste geprüft werden, welche Wechselwirkungen sich zwischen dieser Preisregulierung und der Anreizregulierung ergeben.

**Gegenüberstellung der Optionen und wesentlicher Bewertungsaspekte**

Option und Varianten	Kompatibilität	Effizienz	Akzeptanz
<b>Bilaterale Verhandlung mit freier Preisbildung</b>	keine Wirkungsunterschiede der Optionen	<p>größerer Verhandlungsspielraum für effizientere Vertragskonditionen und zur Hebung weiterer Angebotspotenziale</p> <p>Risiko überhöhter Preise (je nach regulatorischer Aufsicht)</p> <p>Transaktionskosten für Verhandlungen</p>	ggf. Akzeptanzrisiko bei Endverbrauchern wegen Risiko überhöhter Preise
<b>Bilaterale Verhandlung mit regulierten Preisvorgaben</b>		<p>Höheres Risiko ineffizienter Dimensionierung der Q-Kapazität bei nicht sachgerechten regulierten Preisvorgaben</p> <p>Effektivere Preiskontrolle</p> <p>Herausforderung: sachgerechte und robuste Parametrierung der Vergütung</p> <p>Transaktionskosten für Ermittlung regulierter Preisvorgaben</p>	

*Tabelle 6.2: Gegenüberstellung der Optionen und wesentlicher Bewertungsaspekte für den Handlungsanlass Anschluss Netznutzer und Q-Kapazität jenseits Mindestanforderung*

**6.3.3 Q-Kapazität: Netzausbauplanung durch Netzbetreiber**

Ein Bedarf für die Errichtung zusätzlicher Q-Kapazität kann sich nicht nur im Zusammenhang mit dem Anschluss neuer nutzerseitiger Anlagen, die zugleich als Blindleistungsquellen in Frage kommen, ergeben, sondern auch aufgrund sonstiger Entwicklungen mit Einfluss auf die Belastungs- und Spannungssituation im Netz. Es ist Aufgabe der Netzbetreiber, im Rahmen regelmäßiger Untersuchungen zur Netzstabilität und Netzausbauplanung einen möglichen Bedarf festzustellen und Lösungen zur Deckung dieses Bedarfs zu suchen. Hierbei kommt neben netzseitigen Lösungen – z. B. der Errichtung von Kompensationsanlagen oder Einrichtungen zur

Spannungssteuerung oder der Antizipation eines bestimmten Umfangs an betrieblichem Engpassmanagement im Sinne der „Spitzenkappung“ – auch die Errichtung zusätzlicher Q-Kapazität durch Netznutzer in Frage. Die Netzausbauplanung kann somit Anlässe für Maßnahmen zur Beschaffung von Q-Kapazität auslösen.

Es ist nicht auszuschließen, dass solche Anlässe zeitlich mit dem Netzanschluss neuer Erzeugungs-, Verbrauchs- oder Speichereinrichtungen zusammenfallen, sodass sich die in den Abschnitten 6.3.1 und 6.3.2 behandelten Möglichkeiten zur Schaffung von Q-Kapazität ergeben. In diesem Abschnitt soll es aber um Fälle gehen, in denen die benötigte Q-Kapazität *nicht* oder *nicht vollständig* im Rahmen des Netzanschlusses neuer nutzerseitiger Anlagen realisiert werden kann. Es geht dann um Maßnahmen an bestehenden Netzanschlüssen, wie z. B. die *Nachrüstung* bestehender Anlagen um zusätzliche Kapazitäten zur Blindleistungsbereitstellung und/oder Spannungssteuerung oder die *Nutzbarmachung bereits bestehender technischer Potenziale*, z. B. durch veränderte, netzdienliche Steuerung nutzerseitiger Kompensationsanlagen. Darüber hinaus könnten Netznutzer die Bereitstellung *reiner* Blindleistungsquellen anbieten, beispielsweise durch Umbau der Generatoren stillgelegter Kraftwerke in rotierende Phasenschieber, sofern die Generatoren noch eine ausreichende Restlebensdauer aufweisen. Vorstellbar wäre auch, dass Netznutzer die Errichtung neuer Kompensationsanlagen anbieten, z. B. ergänzend zu bereits vorhandenen Kompensationsanlagen im Bereich des Netzanschlusses von Erzeugungsanlagen. Netzbetreiber könnten allerdings – abhängig von ihrer wirtschaftlichen Anreizsituation – bevorzugen, solche Anlagen *selbst* zu errichten und zu betreiben, sofern sie ausschließlich netzdienlich eingesetzt werden sollen. Insofern stehen in diesem Beschaffungsschritt grundsätzlich *nutzerseitige* und *netzbetreiberseitige* Lösungsoptionen im Wettbewerb zueinander. Netzbetreiber werden nutzerseitige Angebote nur dann in Betracht ziehen, wenn diese insgesamt – d. h. unter Berücksichtigung von Kosten, Verfügbarkeits- und sonstigen Eigenschaften sowie der Auswirkungen der Anreizregulierung – für sie vorteilhafter sind als die netzseitig realisierbaren Lösungen.

Die Beschaffung von nutzerseitigen Beiträgen zur Q-Kapazität bei diesen Handlungsanlässen betrifft Q-Kapazität, die jenseits der für die Gewährung des Netzanschlusses zwingend zu erfüllenden Mindestanforderungen benötigt wird, und kann nur auf freiwilligen Angeboten der Netznutzer beruhen. Sie hat daher prinzipiell einen **marktlichen Charakter** und muss eine aus Sicht der Anbieter adäquate **Vergütung** für bereitgestellte Q-Kapazität ermöglichen. Diese Vergütung könnte analog zu den Ausführungen in Abschnitt 6.3.2 in Form einmaliger oder periodischer (monatlicher oder jährlicher) Zahlungen realisiert werden, deren Höhe nicht von der Einsatzweise der Blindleistungsquellen abhängt. Alternativ wäre auch hier die Vereinbarung *einsatzabhängiger* Preise vorstellbar, die einen Deckungsbeitrag zu den Bereitstellungskosten der Q-Kapazität enthalten. Dies würde aber erfordern, dass den Anbietern ein hinreichend umfangreicher Einsatz ihrer Blindleistungsquellen in Aussicht gestellt werden kann.

Das Spektrum der in der Kommission als potenziell geeignet erachteten Gestaltungsoptionen für diesen Beschaffungsschritt umfasst **bilaterale Verhandlungen** und **Ausschreibungen**. Diese Optionen werden nachfolgend näher behandelt. Theoretisch vorstellbar wären daneben auch stärker organisierte Wettbewerbe in Form von **Auktionen**, bei denen die Teilnehmer preisliche Angebote für definierte Produkte abgeben können und Zuschlagsentscheidungen auf Basis einer Merit Order getroffen werden. In der Kommission besteht jedoch Einvernehmen, dass diese Beschaffungsform aufgrund ihrer weitreichenden Anforderungen an die Vereinheitlichung der Produkte für diesen Schritt nicht geeignet wäre. Sie könnte die Vielfalt der vorstellbaren Lösungsbeiträge voraussichtlich nicht adäquat abbilden, sodass es letztlich zu ineffizienten Beschaffungsentscheidungen kommen könnte.

### Option „Bilaterale Verhandlung“

Diese Option, bei der Netzbetreiber mit Netznutzern bilateral über nutzerseitige Maßnahmen zur Bereitstellung von Q-Kapazität verhandeln, entspricht dem **Status quo**. Sie lässt den Parteien größtmöglichen Spielraum bei der Vereinbarung vertraglicher Details etwa zu Eigenschaften der Blindleistungsquellen, zu Einsatzmodalitäten und Vergütungskonditionen. Hierdurch kann u. a. vermieden werden, dass potenziell effiziente Lösungen allein aufgrund zu enger Produktdefinitionen unberücksichtigt bleiben.

Mit der hohen Individualität der Ergebnisse bilateraler Verhandlungen verbindet sich aber auch der von Kritikern geäußerte Einwand, dass die Verhandlungen selbst und evtl. auch deren Ergebnisse wenig transparent seien und auf diese Weise nicht sichergestellt werden könne, dass Netzbetreiber die effizientesten Angebote berücksichtigen. Dieser Einwand kann als Argument dafür gesehen werden, die unten behandelte Ausschreibungs-Option zu bevorzugen. Teilweise kann diesen Auswirkungen aber auch durch entsprechende Ausgestaltung der Beschaffung auf Basis bilateraler Verhandlungen begegnet werden:

- Netzbetreiber könnten dazu verpflichtet werden, vor Beginn bilateraler Verhandlungen die Art des Bedarfs öffentlich bekannt zu machen, um potenzielle Anbieter zu informieren und so den Kreis der Verhandlungspartner zu erweitern.
- Netzbetreiber könnten dazu verpflichtet werden, die vertraglich vereinbarten Konditionen mindestens den Aufsichtsbehörden offenzulegen, ggf. sogar zu veröffentlichen. Eine Offenlegung gegenüber der Bundesnetzagentur ist bereits heute vorgesehen.

Die Option der bilateralen Verhandlung kann daher in einer Weise ausgestaltet werden, die den Merkmalen von Ausschreibungen sehr nahekommt.

### Option „Ausschreibung“

Eine Ausschreibung würde erfordern, dass Netzbetreiber Ort, Art und Umfang des Bedarfs nach Q-Kapazität öffentlich bekannt geben und in einer vorgegebenen Frist Angebote von interessierten Netznutzern einholen. Voraussichtlich würde gefordert, dass nach Abschluss der Ausschreibung auch deren Ergebnisse zumindest teilweise bekannt gemacht werden, wobei diesbezüglich Gestaltungsspielraum besteht.

Der Prozess der Angebotsbewertung und -auswahl kann bei Ausschreibungen unterschiedliche Formen annehmen. Die Ausschreibung muss nicht notwendigerweise eine so enge Produktdefinition enthalten, dass Angebote allein anhand der Preise miteinander verglichen werden können. Vielmehr wäre es angesichts der Vielfalt vorstellbarer technischer Lösungen naheliegend, auch andere – insbesondere technische – Kriterien in die Bewertung einzubeziehen. Darüber hinaus können auch (bilaterale) Nachverhandlungen mit den Anbietern geführt werden. Hier wird erkennbar, dass die Optionen „bilaterale Verhandlung“ und „Ausschreibung“ nahtlos ineinander übergehen können, denn eine Ausschreibung könnte als ein Verhandlungsprozess mit vorheriger öffentlicher Bekanntmachung des Bedarfs ausgestaltet werden.

Durch Ausschreibungen kann grundsätzlich der Problematik intransparenter Verhandlungen und Vertragskonditionen begegnet werden, wobei das Ausmaß der erreichbaren Transparenz von der konkreten Gestaltung abhängt. Je transparenter Ausschreibungen gestaltet werden, desto detaillierter muss allerdings in der Regel die ausgeschriebene Leistung definiert werden, was wiederum mit Effizienzeinbußen hinsichtlich der berücksichtigten Lösungen verbunden sein kann. Zudem steigt mit zunehmender Einengung des Ausschreibungsgegenstands das Risiko einer zu geringen Liquidität des Marktes und einer Ausübung von Marktmacht durch die

evtl. nur geringe Zahl der Anbieter. Inwieweit das Ziel einer effizienten Preisbildung erreicht werden kann, hängt daher stark von der erreichbaren Marktliquidität ab. Das Risiko überhöhter Preise wird hierbei allerdings dadurch begrenzt, dass der Netzbetreiber alternativ netzseitige Lösungen realisieren kann und sollte, wenn diese günstiger sind als die Angebote von Nutzern.

#### **Varianten hinsichtlich Preisbildungsmodalitäten**

Bei beiden zuvor diskutierten Gestaltungsoptionen für die Beschaffung von Q-Kapazität auf Veranlassung des Netzbetreibers erscheint es grundsätzlich naheliegend, freie Preisvereinbarungen zwischen Netzbetreibern und den Anbietern von Q-Kapazität zuzulassen. Dies ist aber nicht zwingend: Analog zu den Ausführungen in Abschnitt 6.3.2 könnten auch hier regulierte Preisvorgaben in Form von Preisobergrenzen oder sogar festen Preisniveaus berücksichtigt werden. Einen marktlichen Charakter hätten die Verhandlungen oder Ausschreibungen selbst dann, wenn kein Spielraum hinsichtlich der Höhe der Preise verbliebe, denn Anbieter könnten auch dann noch in Kenntnis der erzielbaren Preise entscheiden, ob und in welcher Form sie die Bereitstellung von Q-Kapazität anbieten wollen.

Diese unterschiedlichen Möglichkeiten der Preisbildung können als Varianten der oben erörterten Gestaltungsoptionen betrachtet werden. Sie werden hier aber nicht näher diskutiert, da die Ausführungen in Abschnitt 6.3.2 hierauf voll und ganz übertragbar sind. Es wäre auch naheliegend, bei der Gestaltung eines Beschaffungsmodells in dieser Hinsicht einheitliche Entscheidungen für die in den Abschnitten 6.3.2 und 6.3.3 behandelten Beschaffungsschritte zu treffen, da es in beiden Fällen um die Vertragsgestaltung für *freiwillig gegen Vergütung* bereitgestellte Q-Kapazität geht.

**Gegenüberstellung der Optionen und wesentlicher Bewertungsaspekte**

Option und Varianten	Kompatibilität	Effizienz	Akzeptanz
<b>Bilaterale Verhandlung</b>	keine Wirkungsunterschiede der Optionen, da grds. ähnliche marktliche Ansätze	<p>größerer Verhandlungsspielraum für effizientere Vertragskonditionen</p> <p>fallbezogen effizientere Gestaltung möglich</p> <p>ggf. Nachfrage und Ergebnisse wenig transparent</p> <p>Transaktionskosten für Verhandlungen</p>	ggf. Vorbehalte von Anbietern und Endverbrauchern wegen Intransparenz
<b>Ausschreibung</b>		<p>Anreiz zur Erschließung neuer Potenziale durch höhere Transparenz der Nachfrage</p> <p>höhere Transparenz der Nachfrage bedarf detaillierterer Leistungsdefinitionen</p> <p>dadurch Risiko für Effizienzeinbußen und geringe Marktliquidität</p> <p>Transaktionskosten für Ausschreibungen</p>	ggf. Vorbehalte von Netzbetreibern wegen zu spezieller Produkte

*Tabelle 6.3: Gegenüberstellung der Optionen und wesentlicher Bewertungsaspekte für den Handlungsanlass Netzausbauplanung durch Netzbetreiber*

**6.3.4 Q-Vorhaltung: Betriebsplanung durch Netzbetreiber**

Dieser Schritt der Blindleistungsbeschaffung betrifft Situationen, in denen Netzbetreiber im Rahmen ihrer vorausschauenden Betriebsplanung feststellen, dass in einem bestimmten zukünftigen Zeitpunkt möglicherweise nicht genügend Blindleistungsquellen einsatzbereit verfügbar sind. Es geht hierbei – anders als bei den in den Abschnitten 6.3.1 bis 6.3.3 diskutierten Beschaffungsschritten – ausschließlich um Instrumente zur Sicherstellung der betrieblichen Verfügbarkeit bereits errichteter Blindleistungsquellen. Einschränkungen der Verfügbarkeit können z. B. auf wartungsbedingte Abschaltungen oder – insbesondere bei steuerbaren Erzeugungsanlagen und Speichern – auf den geplanten Wirkleistungseinsatz zurückzuführen sein.

Wenn beispielsweise der Betreiber eines konventionellen Kraftwerks vermarktungsbedingt entscheidet, das Kraftwerk am Folgetag nicht einzusetzen, so steht dieses Kraftwerk grundsätzlich auch nicht für die Blindleistungsbereitstellung zur Verfügung.

Wenn sich in der Betriebsplanung eine solche Situation abzeichnet, kann eine Lösung darin bestehen, dass sich die Betreiber der in Frage kommenden Blindleistungsquellen verbindlich verpflichten, diese Quellen im fraglichen Zeitpunkt einsatzbereit zu halten und einen definierten Blindleistungs-Stellbereich zu ermöglichen. Mit einer solchen Zusage ist noch keine endgültige Einsatzentscheidung verbunden; vielmehr kann sich der Netzbetreiber vorbehalten, über den tatsächlichen Einsatz erst unmittelbar vor dem Erfüllungszeitpunkt zu entscheiden und dabei die dann eingetretene Netzsituation zu berücksichtigen. Entscheidend ist für den Netzbetreiber einzig die Gewissheit, über einen bestimmten Stellbereich verfügen zu können.

Eine solche **Verfügbarkeitszusage** wird der Betreiber einer Blindleistungsquelle *freiwillig* nur gegen **Vergütung** erteilen, denn sie kann seine Einsatzplanung einschränken und Kosten für die Vorhaltung verursachen. Eine *regulierte* Ermächtigung für den Netzbetreiber, Zusagen dieser Art einzufordern, wäre theoretisch auch ohne Vergütung vorstellbar. Dies würde jedoch den etablierten Regelungen für das Engpassmanagement widersprechen, die – außer in Notsituationen – die Zahlung kostenorientierter Entschädigungen für Eingriffe in die Einsatzpläne der Netznutzer vorsehen. Es sind auch genau diese Regelungen, die bereits heute ein reguliertes Instrument für die Einholung solcher Verfügbarkeitszusagen bereitstellen, nämlich den **spannungsbedingten Redispatch**. Dieser Redispatch ist dadurch charakterisiert, dass er aufgrund drohender Probleme bei der Spannungshaltung und nicht etwa aufgrund drohender Überlastung von Betriebsmitteln erforderlich wird. Er *kann* darauf abzielen, die oben diskutierte betriebliche Verfügbarkeit von Blindleistungsquellen zu sichern. Daneben kann er situationsabhängig auch das Ziel haben, den Wirkleistungseinsatz von Anlagen so anzupassen, dass Spannungshaltungsprobleme von vornherein vermieden werden. Dieses Instrument ist allerdings auf eine reine Kostenerstattung fokussiert und liefert daher keinen wirtschaftlichen Anreiz für Anlagenbetreiber (s. unten).

In der Kommission besteht Einvernehmen, dass dieses Instrument grundsätzlich beibehalten werden sollte, zumindest als Rückfalllösung. Teilweise wird jedoch dafür plädiert, *zusätzlich* zu diesem Instrument einen *marktlichen* Beschaffungsmechanismus für Verfügbarkeitszusagen von Q-Anbietern zu etablieren. Daher ergeben sich für die nähere Betrachtung die Gestaltungsoptionen „Status quo“ und „Marktliche Beschaffung von Verfügbarkeitszusagen“.

#### Option „Status quo“

Im Status quo steht nur das Instrument des spannungsbedingten Redispatch zur Verfügung, um bei Bedarf die betriebliche Verfügbarkeit von Blindleistungsquellen zu sichern. Redispatch-Entscheidungen werden überwiegend in der kurzfristigen Betriebsplanung für den Folgetag oder den laufenden Tag getroffen. Sie können aber auch längere Zeiträume betreffen, z. B. wenn sie sich auf die Revisionsplanung von Kraftwerken oder Speichern auswirken oder durch länger andauernde Ausnahmezustände im Netz bedingt sind.

Netznutzer, die auf diese Weise dazu verpflichtet werden, Verfügbarkeitszusagen für ihre Blindleistungsquellen zu erteilen, erhalten hierfür Vergütungen mit dem Anspruch, die erlittenen Kosten zu kompensieren. Hierin besteht der zentrale Kritikpunkt derjenigen Kommissionsmitglieder, die sich für einen marktlichen Mechanismus bezüglich der Erteilung von Verfügbarkeitszusagen aussprechen: Eine rein kostenorientierte Vergütung bietet für Q-Anbieter keinen Anreiz, aktiv Leistungen anzubieten. Anbieter, deren Anlagen nicht bereits durch das

Redispatch-Regime erfasst werden, hätten daher kein Interesse an einer Teilnahme, sodass Angebotspotenziale ungenutzt bleiben könnten.

#### **Option „Marktliche Beschaffung von Verfügbarkeitszusagen“**

Um diesem Kritikpunkt zu begegnen, wird von einem Teil der Kommissionsmitglieder vorgeschlagen, einen marktlichen Mechanismus zur Beschaffung von Verfügbarkeitszusagen einzuführen und die Möglichkeit spannungsbedingter Redispatch-Maßnahmen nur noch als Rückfalllösung (sowie für andere Zwecke als die Sicherung der Verfügbarkeit von Blindleistungsquellen) aufrecht zu erhalten.

Konkret wird für diesen Mechanismus eine Ausgestaltung in Form von transparenten Ausschreibungen des Bedarfs in Verbindung mit bilateralen Verhandlungen vorgeschlagen. Eine noch stärker organisierte marktliche Beschaffungsform wie z. B. eine Auktion würde hierfür zumindest fragwürdig erscheinen, da bei einem solchen Markt tendenziell mit einer geringen Marktliquidität zu rechnen wäre. Dies liegt daran, dass Blindleistungsquellen, bei denen eine solche Vorhaltung keine oder nur geringe Betriebskosten verursacht, wie z. B. EE-Anlagen mit Statcom-Fähigkeit, voraussichtlich bereits berücksichtigt würden, *bevor* die Vorhaltung von Anlagen mit höheren Vorhaltungskosten wie z. B. konventionellen Kraftwerken, Speichern oder Biogasanlagen in Frage käme. Im Bereich dieser Anlagen mit hohen Vorhaltungskosten würde sich (ortsabhängig) evtl. nur ein relativ kleiner Anbieterkreis ergeben. Aus diesen Gründen wäre es hierbei auch naheliegend, eine freie Preisbildung vorzusehen, allenfalls in Verbindung mit einer nachgelagerten behördlichen Kontrolle.

Bei einer möglichen Umsetzung dieser Gestaltungsoption müsste geprüft werden, welche Wechselwirkungen sich mit dem regulierten Ansatz (spannungsbedingter Redispatch) ergeben können, um z. B. zu vermeiden, dass der marktliche Beschaffungsweg durch Nutzung des regulierten Ansatzes umgangen wird.

**Gegenüberstellung der Optionen und wesentlicher Bewertungsaspekte**

Option und Varianten	Kompatibilität	Effizienz	Akzeptanz
<b>Status quo</b>	ggf. als nicht marktorientiert einzustufen, wobei dann Gewährung einer Ausnahme möglich ist	kein Anreiz für Eintritt neuer Anbieter aufgrund kostenorientierter Vergütung  Transaktionskosten für Bestimmung kostenorientierter Vergütung	kein Umsetzungsaufwand, da Status quo
<b>Marktliche Beschaffung von Verfügbarkeitszusagen</b>	grds. konform mit Anforderungen an marktliche Beschaffung  Machbarkeit bei gleichzeitiger Aufrechterhaltung des Redispatch-Regimes fraglich	Anreiz für Eintritt neuer Anbieter  Transaktionskosten für Beschaffungsverfahren  Risiko geringer Marktliquidität	Akzeptanzvorteil bei Anbietern aufgrund Gewinnchancen  Akzeptanzrisiko angesichts möglichen Liquiditätsmangels

*Tabelle 6.4: Gegenüberstellung der Optionen und wesentlicher Bewertungsaspekte für den Handlungsanlass Betriebsplanung durch Netzbetreiber*

**6.3.5 Q-Einsatz: Einsatzentscheidung durch Netzbetreiber**

Dieser Schritt der Blindleistungsbeschaffung betrifft Entscheidungen der Netzbetreiber, aus denen sich das tatsächliche Blindleistungsverhalten der für netzdienliche Zwecke genutzten Blindleistungsquellen ergibt. Gegenstand dieser Entscheidungen können Kennlinien- oder Sollwertvorgaben sowie grundsätzlich – wenn auch bislang nicht so praktiziert – Fahrpläne für Sollwertvorgaben sein.

Die in der Kommission diskutierten Vorschläge für dieses Element des Beschaffungsprozesses decken ein breites Spektrum von Gestaltungsoptionen ab. Allen Vorschlägen gemein ist aber der Anspruch, dass Netzbetreiber unter Berücksichtigung aller Blindleistungsquellen, die ihnen zur Deckung des Bedarfs in einem betrachteten Zeitpunkt zur Verfügung stehen, den insgesamt **wirtschaftlich effizientesten Einsatz** ermitteln und anweisen sollen. Dies schließt sowohl netzseitige als auch nutzerseitige Blindleistungsquellen ein, und bei den nutzerseitigen Quellen sowohl solche, die zuvor eine Verfügbarkeitszusage erteilt haben (s. Abschnitt 6.3.4), als auch solche, die nur nach Können und Vermögen eingesetzt werden. Blindleistungsquellen sollten auch unabhängig davon in Betracht gezogen werden, ob bzw. inwieweit ihre Q-Kapazität aufgrund von Mindestanforderungen oder aber aufgrund darüber hinausgehender Vereinbarungen errichtet wurde. Bei der Auswahl der einzusetzenden Blindleistungsquellen sollen Netzbetreiber auch die **technische Wirksamkeit** der Quellen hinsichtlich der zu lösenden Spannungshaltungsprobleme berücksichtigen. So kann es insgesamt günstiger sein, die spezifisch teurere von zwei in Frage kommenden Quellen einzusetzen, wenn diese eine stärkere Auswirkung auf die Spannung an einem kritischen Punkt im Netz hat als die andere, evtl. weiter entfernt ange-

schlossene Quelle. (Mit welcher Zielgenauigkeit Netzbetreiber die technische Wirksamkeit von Blindleistungsquellen bei diesen Auswahlentscheidungen berücksichtigen können, hängt stark davon ab, welche Daten zum Netzzustand ihnen vorliegen und welche Analyse- und Optimierungswerkzeuge genutzt werden können. Dies hängt üblicherweise wiederum stark von der Spannungsebene ab. Dieser technische Umsetzungsaspekt kann im Rahmen der Kommissionsarbeit nicht weiter vertieft werden, sollte aber bei der Ausgestaltung eines Modells für den Q-Einsatz berücksichtigt werden.)

Aufgrund dieser Gemeinsamkeit befassen sich die Vorschläge nicht oder nur punktuell mit der Frage, wie Netzbetreiber bei der Bestimmung der wirtschaftlich günstigsten Einsatzkombination der verfügbaren Blindleistungsquellen vorgehen sollen. Es wird davon ausgegangen, dass Netzbetreiber über die notwendigen Informationen und Analysewerkzeuge verfügen, die sie für diese Entscheidungsfindung benötigen. Für die mögliche Umsetzung eines vom Status quo abweichenden Beschaffungsmodells für Blindleistung muss diese Prämisse bereits erfüllt sein oder durch geeignete Maßnahmen erfüllt werden, um zu verhindern, dass hiermit Risiken hinsichtlich der Versorgungssicherheit und -qualität einhergehen.

Die Vorschläge befassen sich vielmehr in erster Linie mit den Fragen, inwieweit Netznutzer **Vergütungen** für den netzdienlichen Einsatz ihrer Blindleistungsquellen erhalten und wie die dabei zugrunde gelegten **Preise** gebildet werden:

- Die erstgenannte Frage bezieht sich insbesondere auf die Bereitstellung von Blindarbeit aus Q-Kapazität, die **gemäß Mindestanforderungen** errichtet wurde (s. Abschnitt 6.3.1). In der Kommission liegen divergierende Auffassungen dazu vor, ob solche Einsätze überhaupt und, wenn ja, vollständig oder nur teilweise vergütet werden sollten. Dagegen besteht Einvernehmen, dass Blindarbeitslieferungen aus Q-Kapazität, die **jenseits der Mindestanforderungen** und somit freiwillig auf Verhandlungsbasis bereitgestellt wurde (s. Abschnitte 6.3.2 und 6.3.3), vollständig zu vergüten sind. (In der Kommission besteht Einvernehmen, dass sich solche Vergütungen nur auf den vom Netzbetreiber angewiesenen Q-Einsatz beziehen sollten und nicht auf hiervon abweichendes Verhalten; siehe Abschnitt „Vollständige Vergütung“.)
- Auch zur Frage nach den Modalitäten der Preisbildung liegen unterschiedliche Vorschläge vor. Hier ist grundsätzlich danach zu unterscheiden, ob Preise regulatorisch festgelegt oder durch marktliche Ansätze gebildet werden. Bei Letzteren kann weiter nach der Art der Ansätze differenziert werden. Konkret wird hier nach **Verhandlungen/Ausschreibungen** einerseits und **fahrplanbasierten Auktionen** andererseits unterschieden.

Die vorliegenden Vorschläge zu diesen beiden Fragen werden nachfolgend sukzessive behandelt. Für die Ausgestaltung eines konkreten Beschaffungsmodells muss für jede dieser beiden Fragen eine Option ausgewählt werden, wobei nicht alle theoretisch möglichen Kombinationen der Optionen sinnvoll sind. So ist z. B. ein fahrplanbasierter Auktionsmarkt in Verbindung mit einer Teilvergütung der gehandelten Blindarbeit schwer vorstellbar, da sich bei einem solchen Markt kaum eine sinnvolle Abgrenzung zwischen vergütungs- und nicht vergütungsrelevanter Nachfrage finden ließe. Solche in sich nicht konsistenten Kombinationen der dargestellten Optionen sollten daher nicht für eine mögliche Umsetzung in Betracht gezogen werden.

## Gestaltungsaspekt „Vergütung für Einsatz aus Kapazität gemäß Mindestanforderungen“

### Option „Keine Vergütung“

Die Option, dass für Einsätze von Q-Kapazität, die gemäß Mindestanforderungen bereitgestellt wurde, **keine Vergütung** gezahlt wird, entspricht im Wesentlichen der Praxis im **Status quo bei den VNB**. Bei den ÜNB werden heute hingegen Vergütungen auch für Einsätze von Q-Kapazität gemäß Mindestanforderungen gezahlt (siehe unten, Option „Vollständige Vergütung“). Da kein Kommissionsmitglied diesen Aspekt der Praxis bei den ÜNB in Frage gestellt hat, beziehen sich die nachfolgenden Ausführungen zur Option „Keine Vergütung“ faktisch nur auf Blindleistungsquellen in den Netzen der VNB.

Zur Begründung der heutigen Praxis bei den VNB wird u. a. angeführt,

- dass die verpflichtende Bereitstellung von Q-Kapazität im Rahmen von Mindestanforderungen auch deren Einsatz impliziert und daher – wie bei anderen technischen Mindestanforderungen – nicht nur die Kapazität, sondern auch ihr Einsatz vergütungsfrei zur Verfügung gestellt werden müsse,
- dass der Bedarf nach dieser Q-Kapazität und ihrem Einsatz fallweise zu wesentlichen Teilen durch den Betrieb dieser Anlagen – insbesondere Erzeugungsanlagen und Speicher – selbst verursacht werde (allerdings abhängig von der Lage ihres Anschlusspunkts, der Netzkonfiguration und der Netzbelastungssituation) und eine Tragung etwaiger Einsatzkosten durch die Anlagenbetreiber daher sachgerecht sei, auch mit Blick auf die Vorteile dieser Blindleistungsbereitstellung bezüglich des Netzintegrationspotenzials für weitere Erzeugungsanlagen,
- dass hierdurch eine adäquate Anreizsituation zur Wahl des wirtschaftlich optimalen Anschlusspunkts dieser Anlagen geschaffen werde, und
- dass mit einer Abrechnung von Blindarbeitslieferungen aus diesen Quellen unangemessen hoher Aufwand verbunden wäre, insbesondere in den unteren Verteilnetzebenen.

Die Kommissionsmitglieder, die diese Option ablehnen, wenden als Kritikpunkte u. a. ein,

- dass die Spannungshaltung eine Aufgabe der Netzbetreiber sei und es daher nicht angemessen sei, die Erbringer der benötigten Blindleistung mit den hierdurch verursachten einsatzabhängigen Kosten zu belasten,
- dass Netzbetreiber die einsatzabhängigen Kosten dann nicht in ihre Entscheidungen bei der Blindleistungsbeschaffung einbeziehen könnten und somit potenziell ineffiziente Einsatzentscheidungen treffen würden,
- dass die Frage nach einer Vergütung für den Q-Einsatz keinen Einfluss auf die Wahl des wirtschaftlich optimalen Anschlusspunkts von Netznutzern haben dürfte, da bei dieser Wahl bereits heute auf die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten abzustellen sei,
- dass der Umfang der Inanspruchnahme von vielen auch netzseitigen Einflussfaktoren abhängige und Anlagenbetreiber daher in uneinheitlicher, nicht diskriminierungsfreier Weise mit den Kosten der Blindarbeitsbereitstellung belastet würden, und
- dass in anderen Sektoren wie z. B. dem Mobilfunkmarkt und dem Finanzsektor ausreichend Erfahrung mit der Abrechnung auch von Kleinstbeträgen im Massengeschäft vorliege und der Abrechnungsaufwand daher nicht entscheidend ins Gewicht falle.

Umstritten ist zudem, ob eine Inanspruchnahme von netzdienlich bereitgestellter Blindarbeit ohne Vergütung prinzipiell den EU-rechtlichen Anforderungen an eine marktliche Beschaffung von Blindleistung entsprechen kann, sofern diese Anforderungen auch auf den Einsatz von Q-Kapazität, die gemäß Mindestanforderungen bereitgestellt wurde, anzuwenden sind (siehe Abschnitt 4.3).

In der Kommission wurde auch über die Möglichkeit einer **pauschalen Vergütung** zur Kompensation der Kosten des Q-Einsatzes diskutiert. Dies würde aber zumindest im Hinblick auf Anreizwirkungen ebenfalls darauf hinauslaufen, dass **keine einsatzabhängige Vergütung** gezahlt wird. Die pauschale Vergütung würde wie ein Zuschlag zu einer möglichen Vergütung für die Bereitstellung von *Q-Kapazität* wirken und hätte keine Auswirkungen auf Einsatzentscheidungen.

#### Option „Vollständige Vergütung“

Mit Verweis auf diese Kritikpunkte plädiert ein Teil der Kommissionsmitglieder dafür, die von Netznutzern auf Anweisung des Netzbetreibers eingespeiste oder entnommene Blindarbeit **vollständig zu vergüten**, auch soweit diese aus Q-Kapazität erbracht wird, die im Rahmen von Mindestanforderungen errichtet wurde. Die Vergütung soll dabei – abhängig von den Modalitäten der Preisbildung (s. unten) – mindestens die mit dem Einsatz verbundenen Kosten decken, evtl. zuzüglich einer angemessenen Gewinnmarge. Diese Option entspricht der Praxis im **Status quo bei den ÜNB**, wobei teilweise nach dem Vorzeichen der Blindarbeit differenziert wird.

Zur Frage der Gestaltung einer solchen Vergütung schlagen die Kommissionsmitglieder in erster Linie **Arbeitspreise** für die bereitgestellte Blindarbeit vor, ggf. differenziert nach Vorzeichen. Teilweise wird darüber hinaus vorgeschlagen, auch **Leistungspreise** für die Höchstwerte der in einem Betrachtungszeitraum – z. B. einem Kalenderjahr – bereitgestellten Blindleistung vorzusehen. Eine Vergütung durch Arbeits- und ggf. Leistungspreise ist prinzipiell nur möglich, wenn der Umfang des Blindleistungsaustauschs messtechnisch erfasst wird. Wenn diese Voraussetzung nicht erfüllt ist, ist eine einsatzabhängige Vergütung nicht möglich. Dies dürfte v. a. für kleine Erzeugungs- und Speichieranlagen im Niederspannungsnetz der Fall sein.

Die Kommissionsmitglieder sind sich einig, dass eine Vergütung von Blindarbeit generell – also auch bei dieser Gestaltungsoption – nur insoweit erfolgen soll, wie die Einspeisung bzw. Entnahme dieser Blindarbeit vom Netzbetreiber angewiesen wurde, sie also seinen Einsatzentscheidungen entspricht. Aus dieser Einschränkung folgt zum einen, dass in Zeiträumen, in denen *keine* Kennlinien- oder Sollwertvorgabe vom Netzbetreiber vorliegt, keine Vergütung gezahlt wird. Zum anderen müsste für Zeiträume *mit* Kennlinien- oder Sollwertvorgaben des Netzbetreibers festgelegt werden, wie mit der Bereitstellung von Blindarbeit zu verfahren ist, die nicht der vom Netzbetreiber angewiesenen Menge entspricht. Hierzu wurden keine detaillierten Regelungen vorgeschlagen. Regelungen hierzu könnten z. B. in Abhängigkeit vom Vorzeichen der Blindarbeit, nach konformem und nicht-konformem Verhalten unterscheiden und Elemente wie Toleranzbänder, Vergütungsgrenzen und Pönale vorsehen. Hierzu wären weitergehende Überlegungen zur Ausgestaltung erforderlich, wobei auch zu prüfen wäre, inwieweit Bestandsschutz für bestehende Anlagen und Vereinbarungen gewährt werden sollte.

Eine Verpflichtung zur vollständigen, kostendeckenden Vergütung der abrufkonform gelieferten Blindarbeit würde dazu beitragen, dass Netzbetreiber insbesondere in Situationen, in denen mehrere Möglichkeiten zur Deckung des Blindleistungsbedarfs bestehen, die nutzerseitigen Einsatzkosten bei ihren Entscheidungen berücksichtigen und so volkswirtschaftlich effizient

entere Entscheidungen treffen könnten. Unter der Prämisse, dass die Kosten *aller* verfügbaren Lösungsoptionen für die Spannungshaltung in vergleichbarer Weise in die Entscheidungen der Netzbetreiber einbezogen würden, könnte so ein technologieneutraler Wettbewerb der Lösungsoptionen erreicht werden. Netzbetreiber hätten dann – bei sachgerechter Berücksichtigung dieser Kosten in der Anreizregulierung – einen weiteren Anreiz, unter Berücksichtigung von Kosten und technischen Wirksamkeiten jeweils die günstigsten Optionen auswählen.

Als weiteres Argument für diese Option wird auf die hierdurch aus Sicht der Blindleistungsanbieter sachgerechtere Kostentragung verwiesen, da Kosten für die Erbringung netzdienlicher Leistungen dann von den Netzbetreibern und letztlich über die Netzentgelte von den Letztverbrauchern getragen würden. Aus Sicht der Gegner dieser Option wäre diese Kostenverlagerung hingegen abzulehnen, da der Bedarf nach Blindleistungsbereitstellung zumindest teilweise durch Erzeugungsanlagen – abhängig von ihrer Lage im Netz und der Netzauslastung – selbst verursacht wird und eine Refinanzierung dieser Kosten über die Netzentgelte somit nicht gerechtfertigt sei. Zudem führe eine Refinanzierung dieser Kosten über die Netzentgelte bei der heutigen Netzentgeltsystematik zu einer weiteren Erhöhung der Netzentgelte bei den Netzbetreibern, an deren Netz viele EE-Anlagen angeschlossen sind bzw. werden. Dies führe zu einer weiteren Erhöhung der Strompreise für Letztverbraucher u.a. in den Regionen, die bereits hohe Netzentgelte aufgrund der Integration von EE-Anlagen aufweisen. Andere Kommissionsmitglieder halten es für möglich, eine solche örtlich ungleiche Verteilung der Kostenbe- und -entlastung über eine geeignete Kostenverteilung zu kompensieren und Letztverbraucher von sinkenden Strompreisen profitieren zu lassen.

#### Option „Teilvergütung“

Als Mittelweg zwischen den beiden zuvor diskutierten Optionen schlägt ein Teil der Kommissionsmitglieder vor, die abrufkonform gelieferte Blindarbeit nur **teilweise zu vergüten**.

Als Abgrenzungskriterium zwischen nicht vergüteter und vergüteter Blindleistung könnte die bereits in Abschnitt 6.3.1 erwähnte Unterscheidung zwischen **lokaler Spannungshaltung** und **übergreifendem Blindleistungsmanagement** in Frage kommen. Es könnte geprüft werden, ob diese Unterscheidung z. B. an der Art der Vorgaben des Netzbetreibers (Kennlinien- vs. Sollwertvorgaben) festgemacht werden kann. Hierdurch würde voraussichtlich ein großer Teil der Erzeugungsanlagen in den unteren Verteilnetzebenen aus der Vergütungspflicht herausfallen, da dort eher ein kennlinienbasierter Einsatz üblich ist. Diese Abgrenzung erscheint jedoch fragwürdig, da ein kennlinienbasierter Betrieb nicht zwangsläufig nur auf die lokale Spannungshaltung ausgerichtet sein muss. Abgesehen davon ist auch grundsätzlich umstritten, ob die lokale Spannungshaltung und das übergreifende Blindleistungsmanagement hinreichend klar voneinander abgegrenzt werden können.

Es sind aber auch andere Abgrenzungskriterien wie z. B.  $\cos\phi$ -Schwellenwerte vorstellbar. Diese Abgrenzung könnte in grober Näherung reflektieren, dass die durch Verluste bedingten Kosten der Blindleistungsbereitstellung bei geringem Blindleistungseinsatz sehr gering sind, bei stärkerem Einsatz hingegen überproportional zunehmen.

Die Option der Teilvergütung würde insbesondere für das übergreifende Blindleistungsmanagement, für das in der Regel ein größeres Spektrum an technischen Lösungsoptionen zur Verfügung stehen dürfte, die Zielsetzung aufgreifen, Netzbetreibern einen Anreiz für effiziente Einsatzentscheidungen zu vermitteln. Gleichzeitig würde die Kostenverlagerung von den Betreibern der Blindleistungsquellen zu den Netzbetreibern und die damit verbundene Auswirkung auf die Höhe der Netzentgelte aber vermutlich deutlich reduziert.

Ob dieser Ansatz insgesamt zu geringerem Umsetzungsaufwand führt als der Ansatz der vollständigen Vergütung, hängt von der konkreten Ausgestaltung ab. Er kann einerseits dazu führen, dass bei vielen Blindleistungsanbietern keine Vergütung zu zahlen wäre, was den Aufwand reduzieren würde. Andererseits kann die erforderliche Abgrenzung aber je nach gewähltem Kriterium auch zusätzlichen Aufwand verursachen.

**Gegenüberstellung der Optionen und wesentlicher Bewertungsaspekte**

Option und Varianten	Kompatibilität	Effizienz	Akzeptanz
<b>keine Vergütung</b>	ggf. als nicht marktorientiert einzustufen, dann Ausnahmeentscheidung erforderlich	geringe Transaktionskosten  Risiko für ineffiziente Einsatzentscheidungen seitens Netzbetreibern wegen Unkenntnis der anbieterseitigen Kosten  Erschließung ungenutzter Anbieterpotenziale erschwert	geringer Umsetzungsaufwand, da Status quo bei VNB  Belastung von Anbietern mit einsatzabhängigen Kosten für netzdienliche Leistungserbringung
<b>Vollständige Vergütung</b>	grds. konform mit Anforderungen an marktliche Beschaffung	volkswirtschaftlich effizientere Entscheidungen und technologieneutraler Wettbewerb der Lösungsoptionen bei Einbeziehung der Kosten aller Lösungsoptionen in Einsatzentscheidungen möglich  Transaktionskosten für Abrechnung, v.a. in niedrigen Netzebenen	Aus Sicht der Anbieter sachgerechtere Kostentragung, da Vergütung netzdienlicher Leistungserbringung  Bei unveränderter Netzentgeltssystematik Mehrbelastung von Endverbrauchern durch höhere Netzkosten in betroffenen Netzen; dafür aber sinkende Lieferantenpreise bzw. EEG-Umlage (bundesweit)

<p><b>Teilvergütung</b></p>	<p>grds. konform mit Anforderungen an marktliche Beschaffung</p>	<p>Dämpfung der Kostenwirkung</p> <p>Herausforderung: Festlegung geeigneter Abgrenzungskriterien</p> <p>Transaktionskosten für Abgrenzung und Abrechnung</p>	<p>Bei unveränderter Netzentgeltssystematik Mehrbelastung von Endverbrauchern durch höhere Netzkosten in betroffenen Netzen; dafür aber sinkende Lieferantenpreise bzw. EEG-Umlage (bundesweit)</p>
-----------------------------	--	--	---

*Tabelle 6.5: Gegenüberstellung der Optionen und wesentlicher Bewertungsaspekte für Handlungsanlass Einsatzentscheidung durch Netzbetreiber hinsichtlich Gestaltungsaspekt „Vergütung für Einsatz aus Kapazität gemäß Mindestanforderungen“*

### Gestaltungsaspekt „Preisbildung“

#### Option „Preisbildung durch Verhandlungen oder Ausschreibungen“

Wie oben erörtert, werden bereits im **Status quo** Vergütungen für (abrufkonform) eingespeiste bzw. entnommene Blindarbeit gezahlt, und zwar bei den VNB für Einsätze aus vertraglich vereinbarter zusätzlicher Q-Kapazität (jenseits der Mindestanforderungen) und bei den ÜNB für Einsätze aus der gesamten verfügbaren Q-Kapazität (teilweise allerdings vorzeichenabhängig). Die hierbei zugrunde gelegten Preise beruhen heute auf **bilateralen Verhandlungen** und sind somit marktlich zustande gekommen.

Diese Art der Preisbildung bietet Netzbetreibern und Blindleistungsanbietern größtmöglichen Verhandlungsspielraum, kann aber evtl. als wenig transparent kritisiert werden und dürfte insbesondere dann, wenn eine vollständige Vergütung für Blindleistungseinsätze auch kleiner Anlagen gefordert wird, sehr aufwändig sein. Ausreichende Transparenz könnte aber voraussichtlich durch geeignete Informationspflichten sichergestellt werden.

Eine Alternative mit ebenfalls marktlicher Preisbildung, hoher Transparenz und ggf. geringerem Umsetzungsaufwand könnte darin bestehen, Preise durch regelmäßige, z. B. jährlich durchgeführte **Ausschreibungen** zu ermitteln. Da es in diesem Entscheidungsstadium nur um den Einsatz bereits vorhandener Q-Kapazität und nicht um die Frage der Deckung eines bestimmten Bedarfs geht, würden die Anbieter bei solchen Ausschreibungen lediglich Preise für den Einsatz ihrer Blindleistungsquellen angeben. Diese Vorgehensweise für die Preisbildung wäre allerdings voraussichtlich vergleichsweise anfällig für die Ausübung von Marktmacht, mit der angesichts der Ortsbezogenheit von Blindleistung in vielen Fällen zu rechnen wäre.

### Option „Regulierte Preise“

Ein Teil der Kommissionsmitglieder plädiert hingegen dafür, Preise für die Vergütung von abgerufener Blindarbeit durch **regulatorische Vorgaben** festzulegen, sei es als feste Preisvorgaben oder in Form von Berechnungsvorschriften, in die relevante Einflussgrößen wie z. B. die Höhe der Strommarktpreise einfließen können.

Regulierte Preise könnten aus Aufwandsgründen voraussichtlich nicht für jeden Einzelfall individuell festgelegt werden. Sie können aber nach relevanten Aspekten wie z. B. der Netzebene, dem Anlagentyp und den Verfügbarkeitseigenschaften der Q-Kapazität **differenziert** werden, um die fallspezifischen Einsatzkosten näherungsweise abzubilden. Vorgeschlagen wurde daneben eine Differenzierung nach dem **Arbeitspunkt** von Erzeugungsanlagen, um insbesondere die Kostenstrukturen in Arbeitspunkten mit niedriger Wirkleistungseinspeisung für die Blindleistungsbereitstellung berücksichtigen zu können.

Ein Kommissionsmitglied spricht sich zudem für eine spezielle Form der Preisdifferenzierung aus, mit der berücksichtigt würde, dass sich die spezifischen **Kosten zur Deckung blindleistungsbedingter Wirkleistungsverluste** bei Erzeugungsanlagenbetreibern und Netzbetreibern deutlich unterscheiden können. So ist z. B. bei EE-Erzeugern in der Direktvermarktung zu berücksichtigen, dass für Energiemengen, die zur Deckung erzeugerseitiger Verluste benötigt werden, keine Marktprämie ausgezahlt wird, und dass in Zeitpunkten mit zu geringer eigener Erzeugung Strom zur Verlustdeckung aus dem Netz bezogen werden muss, für den der mit einem Lieferanten vereinbarte Strompreis einschließlich aller Entgelte, Abgaben und Umlagen anfällt (sofern in solchen Situationen überhaupt ein netzdienlicher Blindleistungseinsatz möglich ist, wie etwa beim Statcom-Betrieb). Netzbetreiber hingegen können Energie zur Verlustdeckung zu Strommarktpreisen beschaffen. Um zu vermeiden, dass diese Unterschiede zu einer volkswirtschaftlich ineffizienten Bevorzugung von netzseitigen Blindleistungsquellen führen, müsste Netzbetreibern auferlegt werden, bei ihren Einsatzentscheidungen zur Blindleistungsbeschaffung Preise zu berücksichtigen, die um diesen Einflussfaktor korrigiert sind. Für die Vergütung gegenüber Erzeugungsanlagenbetreibern müssten hingegen deren tatsächliche Verlustkosten berücksichtigt werden. Ein solcher spezieller Mechanismus der Preisdifferenzierung und -korrektur könnte vermutlich in einem System regulierter Preise umgesetzt werden. Alternativ könnten evtl. aber auch andere Wege in Frage kommen, um die Differenzen der spezifischen Verlustdeckungskosten auszugleichen.

Die Option einer regulierten Preisbildung wird von einem Teil der Kommissionsmitglieder mit dem Einwand abgelehnt, hiermit werde nicht der Forderung nach einer marktlichen Beschaffung von Blindleistung entsprochen. Dies gelte insbesondere für Einsätze aus Q-Kapazität gemäß Mindestanforderungen, da Netznutzer insoweit keine Möglichkeit haben, freiwillig auf eine Teilnahme an der Blindleistungsbereitstellung zu verzichten. Zudem könne durch regulierte, kostenorientierte Preise kein Anreiz geschaffen werden, zusätzliche, noch ungenutzte Potenziale zur Blindleistungsbereitstellung zu erschließen.

Diesem Einwand könnte begegnet werden, indem regulatorische Vorgaben zur Preisbildung nur *ergänzend* zu marktlichen Preisbildungsverfahren eingesetzt werden, etwa in Form von **Preisobergrenzen**. Hierdurch könnte das Risiko übermäßig hoher Preise infolge etwaiger Marktmachtausübung bei den marktlichen Verfahren eingedämmt werden.

Eine wesentliche Herausforderung bei der Ausgestaltung regulatorischer Vorgaben zur Preisbildung, die je nach Differenzierungsgrad auch mit hohem Aufwand verbunden sein kann, ist die sachgerechte Bemessung der Vorgaben, unabhängig davon, ob es sich um feste Preisvorgaben oder um Preisobergrenzen handelt. Der Anspruch, die tatsächlichen Kosten der Blind-

leistungsbereitstellung zu reflektieren, kann aufgrund der Informationsasymmetrie zwischen Regulierer und Marktteilnehmern voraussichtlich nur näherungsweise erfüllt werden. Preisvorgaben, die diesem Anspruch nicht genügen, können zu ineffizienten Einsatzentscheidungen führen.

### Option „Fahrplanbasierte Auktionen“

Die zuvor diskutierten Ansätze zur Preisbildung laufen darauf hinaus, dass Einsatzpreise in der Regel nicht für jeden einzelnen Einsatz neu abgestimmt oder festgelegt werden, sondern für längere Zeiträume, auch wenn es z. B. bei bilateralen Verhandlungen prinzipiell möglich wäre, Einsatzkonditionen auch für einzelne Einsätze zu verhandeln. Im Regelfall wird die Preisbildung damit von der einzelnen Einsatzentscheidung entkoppelt, sodass Netzbetreiber die zu zahlenden Vergütungen bereits ermitteln können, *bevor* sie ihre Einsatzentscheidungen treffen.

Alternativ zu diesem Grundprinzip sind grundsätzlich auch marktliche Beschaffungsformen vorstellbar, die die Elemente der Preisbildung und Einsatzentscheidung miteinander *koppeln*. Dies ist insbesondere bei **Auktionen** der Fall, die im Bereich des Wirkleistungs-Strommarkts beispielsweise im day-ahead-Sporthandel stattfinden. Diese Auktionen sind dadurch charakterisiert, dass Marktteilnehmer Gebote für präzise definierte Produkte mit einem in der Zukunft liegenden Erbringungszeitpunkt abgeben und der Zuschlag den Geboten mit den niedrigsten Preisen erteilt wird. Aus den Zuschlägen ergeben sich verbindliche Einsatzentscheidungen. Auf diese Weise werden Preis- und Einsatzentscheidungen gleichzeitig getroffen.

Es ist prinzipiell – nach Einschätzung einiger Kommissionsmitglieder allerdings nur theoretisch – vorstellbar, einen solchen Marktmechanismus auch für die Entscheidungsstufe Q-Einsatz bei der Blindleistungsbeschaffung anzuwenden. Dies würde von einem Teil der Kommissionsmitglieder auch grundsätzlich begrüßt, da hiermit eine hochgradig transparente Preisbildung ermöglicht würde und – bei ausreichender Liquidität – Gewinnchancen für Marktteilnehmer entstehen könnten, die zur Erschließung ungenutzter Angebotspotenziale beitragen könnten.

Diese Option wäre allerdings mit erheblichen Herausforderungen und Aufwand verbunden, die eine praktische Umsetzbarkeit auch aus Sicht der Kommissionsmitglieder, die dies grundsätzlich befürworten würden, zumindest fraglich erscheinen lassen:

- **Umsetzbarkeit des Fahrplanhandels:** Aus dem Merkmal, dass der Erbringungszeitpunkt bei einer Auktion in der Zukunft liegen muss, folgt, dass es hierbei um **fahrplanbasierte Blindleistungsprodukte** gehen würde. Diese Einsatzform ist bei Blindleistung heute nicht üblich und müsste daher zunächst etabliert werden. Sie dürfte grundsätzlich nur für den Betrieb mit **Sollwertvorgaben** und nicht für den Kennlinienbetrieb sinnvoll umsetzbar sein. Es wäre zu untersuchen, welcher Aufwand mit einer solchen Umstellung der Betriebspraxis verbunden wäre und inwieweit der Blindleistungsbedarf mit einer für vorausschauende Einsatzentscheidungen ausreichenden Genauigkeit abgeschätzt werden kann. Darüber hinaus wäre zu prüfen, ob mit der aus einer solchen Auktion hervorgehenden Verpflichtung zur Einhaltung eines Blindleistungsfahrplans Rückwirkungen auf den Wirkleistungseinsatz der bieterseitigen Anlagen verbunden wären und wie diese sich auf die Effizienz des Gesamteinsatzes und auf die Transaktionskosten der Beschaffungsprozesse auswirken können.
- **Berücksichtigung technischer Anforderungen:** Aufgrund der Ortsbezogenheit von Blindleistung müssten bei der Zuschlagserteilung im Rahmen einer Auktion nicht nur die Preise, sondern auch die unterschiedlichen **technischen Wirksamkeiten** der angebotenen Blindleistungslieferungen und deren Auswirkungen auf die Netzbelastungssituation berücksich-

tigt werden. Dies könnte grundsätzlich durch Untergliederung des Marktes in Gebotszonen erreicht werden, innerhalb derer alle Blindleistungsquellen ähnliche Wirksamkeiten aufweisen. Hierdurch würde der Markt aber in viele Teilmärkte zersplittert, was die in den Teilmärkten erreichbare Liquidität vermutlich stark einschränken würde. Alternativ könnten die technischen Wirksamkeiten in Form von Sensitivitätswerten bei der Reihung der Gebote berücksichtigt werden. Auch dieser Ansatz erscheint allerdings fragwürdig, weil diese Werte grundlegend davon abhängen, an welchen und wie vielen Orten im Netz Spannungshaltungsprobleme vorherrschen. Im Allgemeinen läuft die Ermittlung einer effizienten Kombination von Zuschlägen in solchen Situationen auf eine Optimierungsaufgabe hinaus. Dies ließe sich kaum in einfachen, für die Anbieter nachvollziehbaren Sensitivitätswerten je Blindleistungsquelle ausdrücken. Ggf. könnte ein solcher Mechanismus aufgrund von Unschärfen bei der Berücksichtigung der technischen Wirksamkeiten sogar dazu führen, dass Netzbetreiber Gebote bezuschlagen müssten, die zu einem technisch nicht netzdienlichen Blindleistungseinsatz führen.

Darüber hinaus müssten evtl. auch weitere **Qualitätsaspekte** der Blindleistungsquellen etwa hinsichtlich Verfügbarkeit und Steuerbarkeit bei der Zuschlagserteilung berücksichtigt werden. Dies könnte zu einer weiteren Aufgliederung des Angebotspektrums führen.

- **Risiko des Marktversagens:** Auktionen wären anfälliger für die nachteiligen Folgen von **mangelnder Marktliquidität** und **Ausübung von Marktmacht** als beispielsweise bilaterale Verhandlungen oder Ausschreibungen, u. a. da sie keine Nachverhandlungsmöglichkeiten und keine von den Ergebnissen der Preisfindung entkoppelten Einsatzentscheidungen vorsehen.

#### Gegenüberstellung der Optionen und wesentlicher Bewertungsaspekte

Option und Varianten	Kompatibilität	Effizienz	Akzeptanz
Preisbildung durch Verhandlungen oder Ausschreibungen		<p>Anreiz zur Erschließung neuer Potenziale wegen Gewinnchancen</p> <p>Verhandlungsspielraum für effiziente Vertragskonditionen</p> <p>Herausforderung: Vermeidung von Marktmachtproblematik</p> <p>Transaktionskosten für Verhandlungen/Ausschreibungen</p>	<p>ggf. Vorbehalte wg. Intransparenz der Preisbildung</p> <p>ggf. Vorbehalte wg. Risiko überhöhter Preise</p>

<p><b>Regulierte Preise</b></p>	<p>ggf. als nicht marktorientiert einzustufen</p>	<p>Effektivere Preiskontrolle</p> <p>Herausforderung: sachgerechte und robuste Parametrierung der Vergütung</p> <p>Aufwand steigt mit zunehmender Preisdifferenzierung</p>	
<p><b>Fahrplanbasierte Auktionen</b></p>	<p>grds. konform mit Anforderungen an marktliche Beschaffung</p>	<p>fördert grds. effiziente Einsatzentscheidungen</p> <p>Erschließung ungenutzter Anbieterpotenziale wegen Preistransparenz und Gewinnchancen</p> <p>Effizienzeinbußen infolge präzise zu definierender Produkte</p> <p>Herausforderungen bzgl. Praktikabilität, Machbarkeit, Liquidität/Marktmacht</p> <p>erfordert Etablierung fahrplanbasierter Einsatzweise</p>	<p>praktische Umsetzbarkeit fraglich</p> <p>ggf. Vorbehalte wg. Risiko überhöhter Preise</p>

Tabelle 6.6: Gegenüberstellung der Optionen und wesentlicher Bewertungsaspekte für Handlungsanlass Einsatzentscheidung durch Netzbetreiber hinsichtlich Gestaltungsaspekt „Preisbildung“

### 6.3.6 Q-Einsatz: Einsatzentscheidung durch Netznutzer auf Basis eines Preissignals

Das im vorstehenden Abschnitt diskutierte Konzept sieht vor, dass Entscheidungen über den netzdienlichen Einsatz von nutzerseitigen Blindleistungsquellen durch den *Netzbetreiber* getroffen werden. Ergänzend hierzu ist auch vorstellbar, dass *Netznutzer* diese Entscheidungen *selbst* treffen, und zwar auf Basis eines Preissignals, das ihnen vom Netzbetreiber vermittelt wird. Sie hätten dann die Freiheit, den wirtschaftlichen Vorteil, der sich – infolge des Preissignals – durch ein entsprechend angepasstes Blindleistungsverhalten erzielen lässt, mit dem Aufwand für diese Verhaltensanpassungen zu vergleichen und daraufhin über ihr Verhalten zu entscheiden. Bei einem solchen Instrument der Preissteuerung liegt es im Ermessen der Netznutzer, inwieweit sie auf das Preissignal reagieren, sodass das Verhalten der Netznutzer im Einzelfall für den Netzbetreiber nicht genau vorhersehbar ist.

Dieser Ansatz ist mit Blick auf die *Wirkleistungsentnahme* durch Letztverbraucher grundsätzlich aus Überlegungen zu möglichen zeitvariablen Netzentgelten bekannt. Eine spezielle Ausprägung dieses Ansatzes ist bereits in der heutigen Netzentgeltsystematik verankert, und zwar in Form der Regelungen zur atypischen Netznutzung nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV: Verbraucher können hierbei von reduzierten Netzentgelten profitieren, wenn die Höchstwerte ihrer individuellen Leistungsentnahme außerhalb definierter Hochlastzeitfenster liegen.

Hinsichtlich des *Blindleistungsverhaltens* wird dieser Ansatz bisher hingegen nicht genutzt. Zwar können Netzbetreiber Letztverbrauchern, die zur Deckung ihres eigenen Bedarfs Blindleistung mit dem Netz austauschen, hierfür außerhalb eines definierten  $\cos\phi$ -Toleranzbands eine Pönale in Rechnung stellen. Die konkreten Konditionen zur Ermittlung dieser Pönale werden durch die Netzbetreiber individuell festgelegt und sind daher uneinheitlich. Diese Pönale dient aber *nicht* dazu, ein *bestimmtes netzdienliches Verhalten* gezielt anzureizen. Es kann lediglich den Anreiz vermitteln, ein Blindleistungsverhalten innerhalb des Toleranzbands anzustreben, sofern dies für den Verbraucher unter Berücksichtigung der Pönale wirtschaftlich vorteilhaft ist. Die Pönale bezieht sich jedoch nicht auf das Blindleistungsverhalten von netzdienlich eingesetzten steuerbaren Blindleistungsquellen wie z. B. Erzeugungsanlagen. Sie fällt für Erzeugungsanlagen allenfalls dann an, wenn diese sich – z. B. bei Stillstand – als Verbraucher verhalten, und bezieht sich dann gerade *nicht* auf die netzdienliche Einsatzweise.

Zu der Möglichkeit, Anreize für ein netzdienliches Blindleistungsverhalten durch ein Preissignal zu vermitteln, liegt ein Vorschlag eines Kommissionsmitglieds vor. Dieser Vorschlag sieht diese Anreizsetzung nicht als *alleiniges* Instrument für die Einsatzsteuerung von Blindleistungsquellen an, sondern als ein ergänzendes Instrument, das *zusätzlich* zu den in Abschnitt 6.3.5 diskutierten Einsatzkonzepten eingeführt werden könnte. Dieser Vorschlag wird nachfolgend als Gestaltungsoption „Preissignal für netzdienliches Blindleistungsverhalten“ diskutiert und der Option „Status quo“ gegenübergestellt.

#### Option „Status quo“

Im **Status quo** wird die Möglichkeit, durch ein Preissignal gezielte Anreize für den netzdienlichen Einsatz steuerbarer Blindleistungsquellen zu setzen, *nicht* bzw. nur in Form der oben erwähnten Abrechnungsmodalitäten für – aus Netzbetreibersicht – ungewollten Blindleistungsaustausch zwischen Letztverbrauchern und Netz angewendet. Bei der Gestaltungsoption „Status quo“ würde somit auf die Einführung eines Preissignals für gezielte netzdienliche Blindleistungsbereitstellung verzichtet und stattdessen allein auf die in Abschnitt 6.3.5 diskutierten Einsatzkonzepte gesetzt.

#### Option „Preissignal für netzdienliches Blindleistungsverhalten“

Der von einem Kommissionsmitglied eingebrachte Vorschlag für ein blindleistungsorientiertes Preissignal sieht die Einführung einer dort als „P-Q-t-Netzentgeltsystem“ bezeichneten Gestaltung der Stromnetzentgeltsystematik vor, bei der die Entgelte zeitvariabel sind und sowohl vom Wirk- als auch vom Blindleistungsverhalten der Netznutzer abhängen. Konkret wird vorgeschlagen, die Netzentgelte mit dem Gesamtprofil der Belastung eines Netzes „atmen“ zu lassen, sodass umso höhere Entgelte zu zahlen sind, je höher das Netz belastet ist. Dabei soll der Beitrag eines Netznutzers zur Netzbelastung nicht allein an seinem Wirkleistungsverhalten, sondern an seinem Wirk- und Blindleistungsverhalten festgemacht werden. Auf diese Weise ergebe sich für jeden Netznutzer eine wirk- und blindleistungsabhängige, zeitvariable Entgeltsystematik.

Die mit einer Einsatzsteuerung über Preissignale angestrebte Wirkung besteht grundsätzlich darin, dass ökonomisch effiziente Entscheidungen angereizt und ggf. ungenutzte Anbieterpotenziale erschlossen werden können, *ohne* einen auf einzelne Einsätze bezogenen Markt einführen zu müssen. Der Netzbetreiber setzt einseitig ein Preissignal, das den netzseitigen Nutzen von Einsatzentscheidungen der Netznutzer reflektiert. Er muss hierfür keine Kenntnis über die nutzerseitigen Kosten haben. Wenn sich herausstellt, dass die aus Netzsicht gerechtfertigte Stärke des Preissignals nicht ausreicht, um Verhaltensanpassungen der Netznutzer zu bewirken, kann daraus geschlossen werden, dass der nutzerseitige Aufwand höher ist als der netzseitige Nutzen. Der Mechanismus ist auf diese Weise im Idealfall in der Lage, den volkswirtschaftlich effizienten Umfang an netzdienlicher Leistungserbringung selbst zu erkunden. Diese Wirkung, die grundsätzlich auch durch einen expliziten Marktmechanismus erreicht werden kann, wird hier mit vergleichsweise geringen Transaktionskosten erreicht, da die einzelnen Einsatzentscheidungen dabei nicht als Transaktionen zwischen zwei Akteuren umgesetzt werden müssen, sondern einseitige Handlungen eines einzelnen Akteurs sind. Im Ergebnis kann der Preissignal-basierte Ansatz dazu führen, dass ein Teil der benötigten netzdienlichen Leistungen – hier der Blindleistungsbereitstellung – bereits durch eigenständige Verhaltensanpassungen der Netznutzer erbracht wird, sodass über sonstige Beschaffungsmechanismen nur noch der verbleibende Teil des Bedarfs gedeckt werden muss. Zusammen mit diesem verbleibenden Teil des Bedarfs muss der Netzbetreiber allerdings auch hinreichende Reserven beschaffen, um die Unsicherheiten abzudecken, die mit der nur begrenzten Vorhersehbarkeit des Verhaltens der Netznutzer einhergehen.

Ob das vorgeschlagene blindleistungsabhängige Entgeltsystem einen solchen Nutzenbeitrag tatsächlich leisten kann, hängt von verschiedenen Voraussetzungen und der Bewältigung verschiedener Herausforderungen ab. Dies betrifft u. a. folgende Aspekte:

- Ausgehend vom Status quo der Netzentgelt- und Anreizregulierung würde der beabsichtigte Anreiz nur Letztverbraucher und allenfalls teilweise auch Speicherbetreiber erreichen. Erzeugungsanlagenbetreiber zahlen heute hingegen keine Netzentgelte, und die von VNB an überlagerte Netzbetreiber gezahlten Entgelte werden in voller Höhe als dauerhaft nicht beeinflussbar behandelt und sind somit anreizneutral. Wenn Erzeugungsanlagenbetreiber, die heute im Mittelpunkt der Überlegungen zur nutzerseitigen Blindleistungsbereitstellung stehen, einen entsprechenden Anreiz erhalten sollten, müssten hierfür zunächst erzeugerseitige Netzentgelte eingeführt werden. Diese Entgelte müssten von der Einsatzweise der Anlagen abhängen und nicht – wie verschiedentlich diskutiert – rein anschlussbezogen oder sogar auf einmalige Baukostenzuschüsse beschränkt sein. Hierfür wäre somit eine umfangreiche, grundlegende Reform der Netzentgeltsystematik erforderlich. Dabei müsste geprüft werden, inwieweit dieser Vorschlag mit anderen aktuell diskutierten, teilweise deutlich anders ausgerichteten Weiterentwicklungsoptionen der Entgeltsystematik sowie mit etwaigen EU-rechtlichen Anforderungen an die Netzentgeltgestaltung in Einklang zu bringen wäre.
- Eine hohe Zielgenauigkeit bei der Parametrierung des Preissignals würde sich voraussichtlich nur durch eine hohe zeitliche und örtliche Differenzierung erreichen lassen. Auch dies würde zu einer deutlichen Änderung gegenüber der heutigen Praxis bei der Entgeltgestaltung führen, die weder zeitvariable noch – innerhalb jeweils eines Netzgebiets – ortsabhängige Entgelte vorsieht. Dies könnte einen hohen (laufenden) Aufwand für die Parametrierung und Anwendung des Preissignals verursachen, neben einem voraussichtlich nicht unerheblichen einmaligen Einführungsaufwand u. a. für die Umstellung der IT-Systeme zur Berücksichtigung zeit- und ortsvariabler Entgelte. Hierdurch könnte die oben erwähnte

Zielsetzung, eine effiziente Einsatzsteuerung mit vergleichsweise geringen Transaktionskosten zu erreichen, konterkariert werden. Auf diesen Aspekt des hohen Umsetzungsaufwands wird auch in der aktuellen Debatte über zeitvariable wirkleistungsabhängige Netzentgelte vielfach hingewiesen.

Für eine mögliche Umsetzung dieses Konzepts müsste daher zunächst u. a. entschieden werden, welche Netznutzer von dem Preissignal erreicht werden sollen, welche Ansprüche an die Zielgenauigkeit und damit die zeitliche und örtliche Granularität gestellt werden sollen und auf welche Weise die Parametrierung des Preissignals erfolgen soll. Auf dieser Basis könnte beurteilt werden, welcher Umsetzungsaufwand hiermit verbunden wäre und welcher Nutzen durch entsprechende Verhaltensanpassungen der Netznutzer voraussichtlich erzielt werden könnte. Aufgrund dieser offenen Fragen erscheint eine *kurzfristige* Umsetzung dieses Konzepts nicht realistisch. Ein Teil der Kommissionsmitglieder hält das Konzept generell für nicht zielführend und nicht umsetzbar.

**Gegenüberstellung der Optionen und wesentlicher Bewertungsaspekte**

Option und Varianten	Kompatibilität	Effizienz	Akzeptanz
Preissignal für netzdienliches Blindleistungsverhalten	Kompatibilität mit Regulierungsrahmen für Netzentgelte fraglich	Anreiz für ökonomisch effiziente Einsatzentscheidungen  Erschließung ungenutzter Anbieterpotenziale  vergleichsweise geringe Transaktionskosten im Betrieb, allerdings hoher Einführungsaufwand  Herausforderung: sachgerechte und robuste Parametrierung der Entgelte	Akzeptanzrisiken und politischer Umsetzungsaufwand wg. starken Eingriffs in Netzentgeltsystematik  Akzeptanz bei Netzbetreibern wg. unsicherer Reaktionen der Q-Anbieter fraglich

Tabelle 6.7: Gegenüberstellung der Optionen und wesentlicher Bewertungsaspekte für Handlungsanlass „Einsatzentscheidung durch Netznutzer“

**6.4 Beispielhafte Kombinationen von Modelloptionen**

**6.4.1 Vorbemerkungen**

Die Ausführungen in Abschnitt 6.3 verdeutlichen, dass bei der Ausgestaltung der Modalitäten für die Blindleistungsbeschaffung für jeden der betrachteten sechs Entscheidungsanlässe unterschiedliche Optionen gewählt werden können. Da sich diese Wahlmöglichkeiten allenfalls punktuell gegenseitig ausschließen, ist grundsätzlich eine große Vielfalt an Kombinationen der Optionen vorstellbar. Hiervon können für die auf die praktische Umsetzung gerichtete Diskussion einige Kombinationen ausgeschlossen werden, da sie konzeptionell nicht konsistent er-

scheinen. So wäre es beispielsweise inkonsistent, für den Q-Einsatz eine weitgehend marktliche Preisbildung anzustreben und zugleich bei Verhandlungen über die freiwillige Errichtung zusätzlicher Q-Kapazität allein auf regulierte Preise zu setzen. Es würden jedoch auch bei Ausschluss inkonsistenter Kombinationen weitaus mehr grundsätzlich plausible Kombinationsmöglichkeiten verbleiben als hier einzeln dargestellt werden können.

Daher werden nachfolgend neben einem Modell, das den Status quo repräsentiert (Modell 0), nur vier Kombinationen von Modelloptionen beispielhaft herausgegriffen, die sich jeweils durch eine bestimmte Leitidee beschreiben lassen (Modelle 1-4). Dies soll aber nicht den Eindruck erwecken, andere Kombinationen könnten nicht ebenso sinnvoll sein. Vielmehr kann es gute Gründe geben, die Optionen auf andere Weise zu rekombinieren. Es ist auch zu beachten, dass die Auswahl der dargestellten Modelle schon deswegen nicht abschließend sein kann, weil hier nur Gestaltungsoptionen auf einer vergleichsweise hohen Abstraktionsebene betrachtet werden. Jede Option ist im Detail mit weiteren Ausgestaltungsmöglichkeiten und Parametrierungserfordernissen verbunden, die bei der praktischen Umsetzung eines Modells adressiert werden müssen.

Die beispielhaft betrachteten Modelle haben nicht den Anspruch, bestimmte Einzelvorschläge der Kommissionsmitglieder wiederzugeben. Vielmehr wurde, wie in Abschnitt 6.1 erwähnt, den Kommissionsmitgliedern die Möglichkeit gegeben, konkrete Modellvorschläge in individuellen Dokumenten, die zusammen mit diesem Bericht im Internet veröffentlicht werden, näher zu beschreiben.

In den nachfolgenden Abschnitten werden die beispielhaft betrachteten Modelle im Hinblick auf ihre Leitidee kurz beschrieben und anschließend in grafischer Form veranschaulicht. Dabei wird durch die vertikale Anordnung der gewählten Optionen für jeden der sechs horizontal nebeneinander angeordneten Entscheidungsanlässe angedeutet, wie die Optionen jeweils auf dem Spektrum von stärker regulierten bis stärker marktlichen Ansätzen einzuordnen sind. Diese an „Schieberegler“ erinnernde Darstellungsform ist aber nur als grobe Orientierung zu verstehen. Sie soll auf einen Blick verdeutlichen, an welchen Stellen sich die Modelle stärker oder weniger stark voneinander unterscheiden.

### 6.4.2 Modell 0: Status quo

Als Ausgangspunkt für die Modellgestaltung wird zunächst die Kombination von Optionen betrachtet, die den Status quo repräsentiert. Dieses Modell sieht für einen vergleichsweise kleinen Teil der Leistungen zur Blindleistungsbereitstellung Vergütungen vor. Die ÜNB zahlen bei netzdienlichen Q-Einsätzen auch für den Teil der Blindarbeit Vergütungen, der aus Kapazitäten gemäß Mindestanforderungen erbracht wird. Die VNB zahlen hierfür hingegen keine Vergütungen, sodass hier eine Unterscheidung nach ÜNB und VNB erforderlich ist. Im Übrigen ist dieses Modell dadurch charakterisiert, dass es für die marktlich organisierten Entscheidungsanlässe durchweg bilaterale Verhandlungen vorsieht.

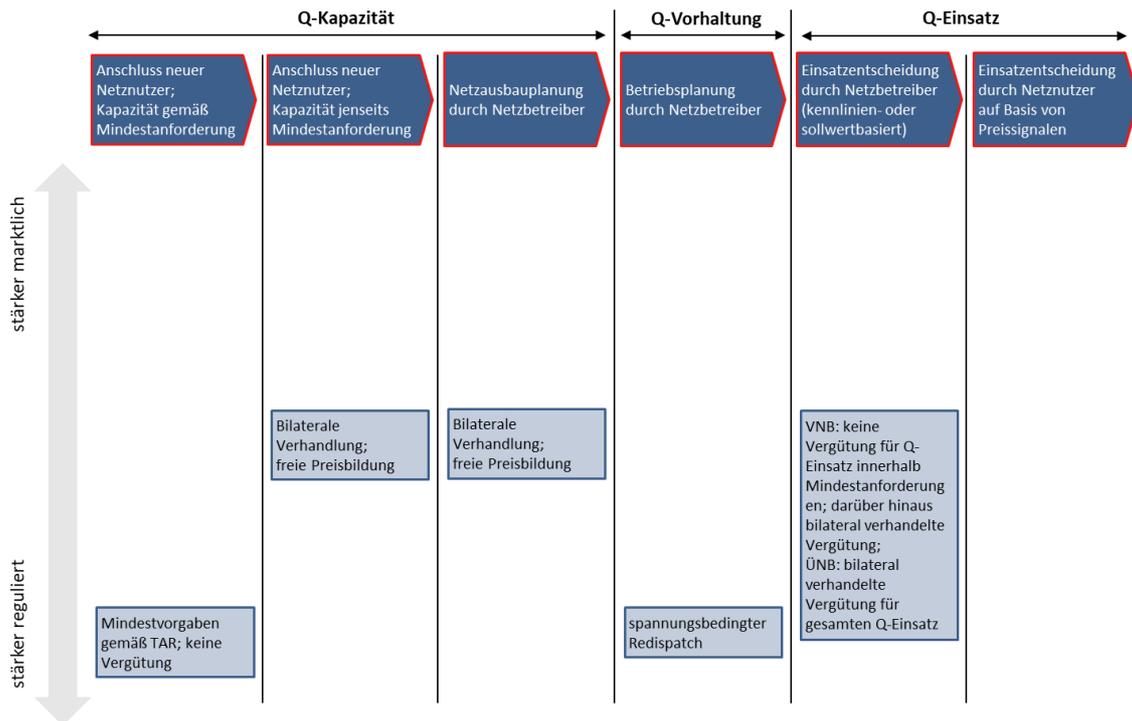


Bild 6.2: Modell 0: Status quo

### 6.4.3 Modell 1: Teilvergütung mit regulierten Preisen

Diese Modellgestaltung zielt auf eine gegenüber dem Status quo erweiterte Vergütung für den Q-Einsatz und auf eine möglichst weitgehend regulierte Gestaltung der Beschaffungsprozesse ab. Es sieht Vergütungen zum einen für die Errichtung und den Einsatz von Q-Kapazitäten vor, die über die Mindestanforderungen hinaus gehen, sowie für evtl. erforderliche Eingriffe in Form von spannungsbedingten Redispatch-Maßnahmen. Zum anderen sieht es vor, dass für den Q-Einsatz aus Kapazitäten gemäß Mindestanforderungen nicht nur auf der Übertragungs-, sondern auch auf den Verteilungsebenen eine Vergütung gezahlt wird, allerdings nur im Umfang der Einbeziehung in das aktive Blindleistungsmanagement des Netzbetreibers und nur in Form einer Teilvergütung. Laut einem konkreten Gestaltungsvorschlag von Kommissionsmitgliedern könnte die Teilvergütung auf Basis netzebenenabhängig definierter  $\cos\phi$ -Grenzwerte erfolgen.

Alle Vergütungen würden sich bei diesem Modell nach regulatorischen Vorgaben richten. Es ist zu beachten, dass das Modell trotz seiner starken Ausrichtung auf regulierte Konzepte auch marktliche Elemente aufweist, und zwar bilaterale Verhandlungen über die Errichtung von Q-Kapazität jenseits der Mindestanforderungen. Der Spielraum für diese Verhandlungen wäre aufgrund der regulatorischen Preisvorgaben allerdings begrenzt.

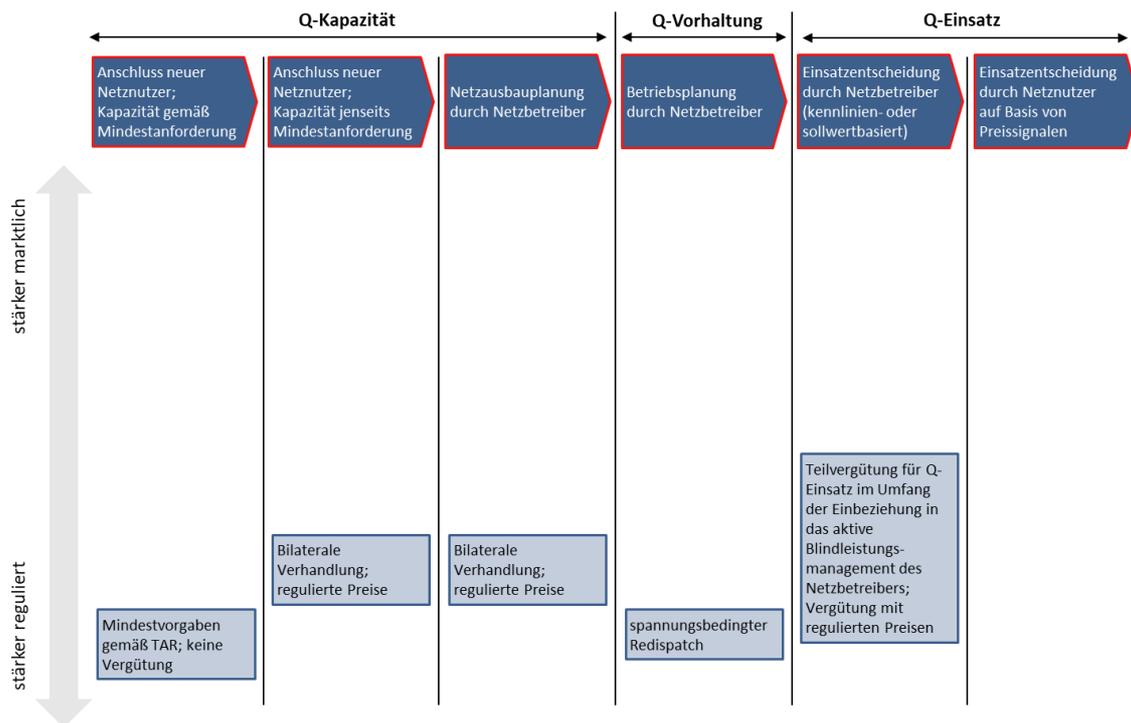


Bild 6.3: Modell 1: Teilvergütung mit regulierten Preisen

#### 6.4.4 Modell 2: Vollständige Vergütung mit regulierten Preisen

Modell 2 sieht deutlich weitergehende Vergütungspflichten vor als Modell 1, nämlich grundsätzlich eine vollständige Vergütung auf allen Stufen der Blindleistungsbeschaffung innerhalb und jenseits der Mindestanforderungen. Das Modell setzt aber wie Modell 1 weitgehend auf regulierte Preiskonditionen. Lediglich bei Verhandlungen oder Ausschreibungen zur Beschaffung betrieblicher Verfügbarkeitszusagen würde hier eine freie Preisbildung zugelassen. Die Möglichkeit spannungsbedingter Redispatch-Maßnahmen ist in diesem Modell nur als Rückfalloption vorgesehen.

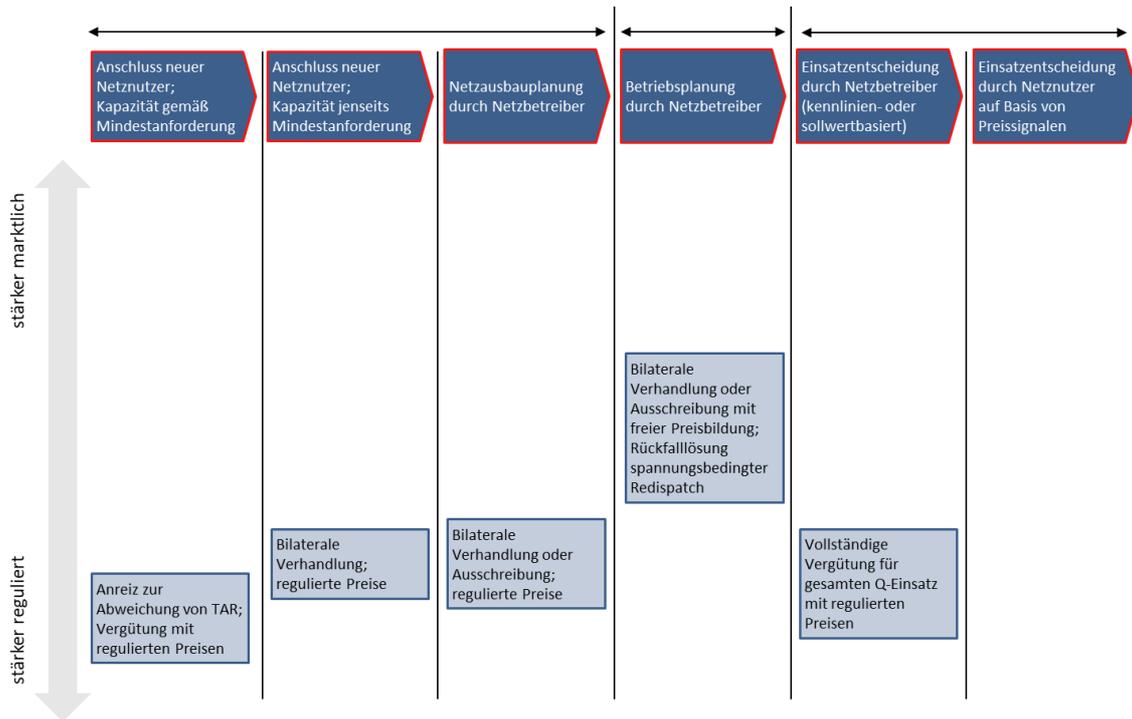


Bild 6.4: Modell 2: Vollständige Vergütung mit regulierten Preisen

### 6.4.5 Modell 3: Maximale Vergütungspflichten mit marktlicher Gestaltung

Dieses Modell sieht maximale Vergütungspflichten vor und lässt daher anders als Modell 2 bei der Vergütung für den Q-Einsatz nur eine vollständige Vergütung der bereitgestellten Blindarbeit zu. Es setzt zudem möglichst weitgehend auf marktliche Ansätze zur Preisbildung. Dies schließt auch die Etablierung fahrplanbasierter Auktionen ein, allerdings nur unter der Prämisse, dass diese sich als praktikabel erweisen. Regulatorische Vorgaben zur Preisbildung werden bei diesem Modell nur für die Vergütung von Q-Kapazität im Rahmen der Mindestanforderungen und bei dem als Rückfalloption vorbehaltenen spannungsbedingten Redispatch benötigt. Darüber hinaus können sich Vorgaben etwa in Form von Preisobergrenzen flankierend als erforderlich erweisen, um bei den marktlichen Beschaffungselementen mögliche Folgen mangelnder Marktliquidität oder der Ausübung von Marktmacht einzudämmen.

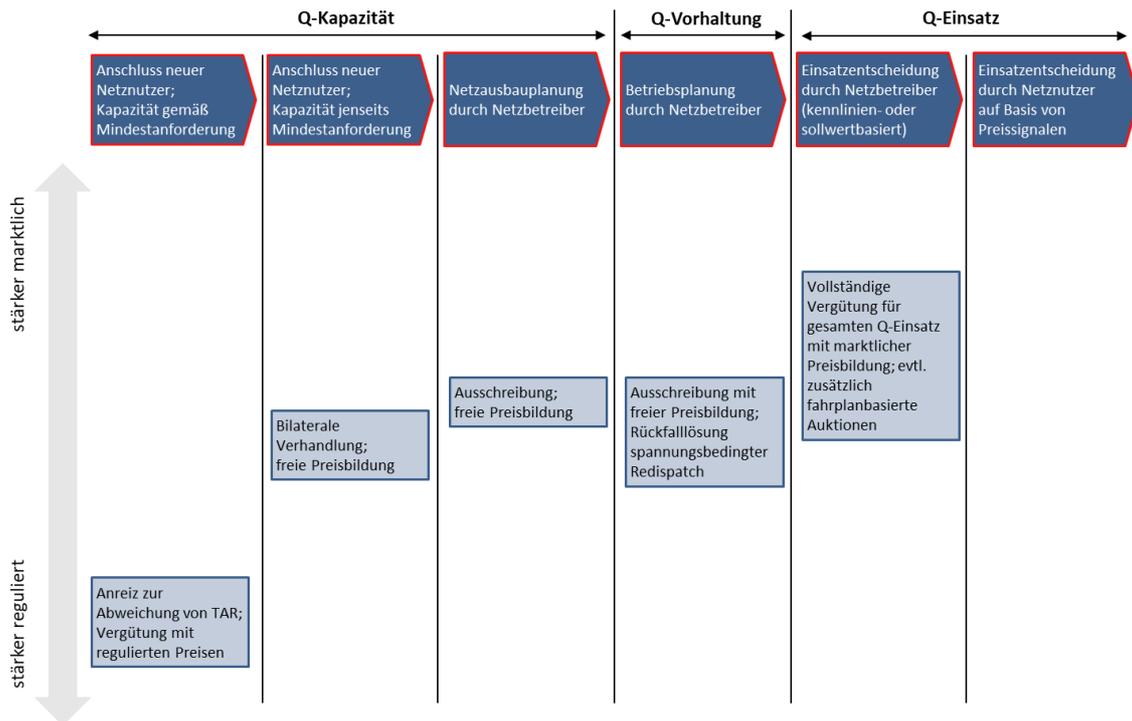


Bild 6.5: Modell 3: Maximale Vergütungspflichten mit marktlicher Gestaltung

#### 6.4.6 Modell 4: Erweiterung von Modell 3 um Q-bezogenes Preissignal

Modell 4 unterscheidet sich von dem zuvor dargestellten Modell 3 nur dadurch, dass es als einziges Modell zusätzlich die Einführung eines auf den Q-Einsatz bezogenen Preissignals vorsieht, das durch zeitvariable, wirk- und blindleistungsabhängige Netzentgelte realisiert würde.

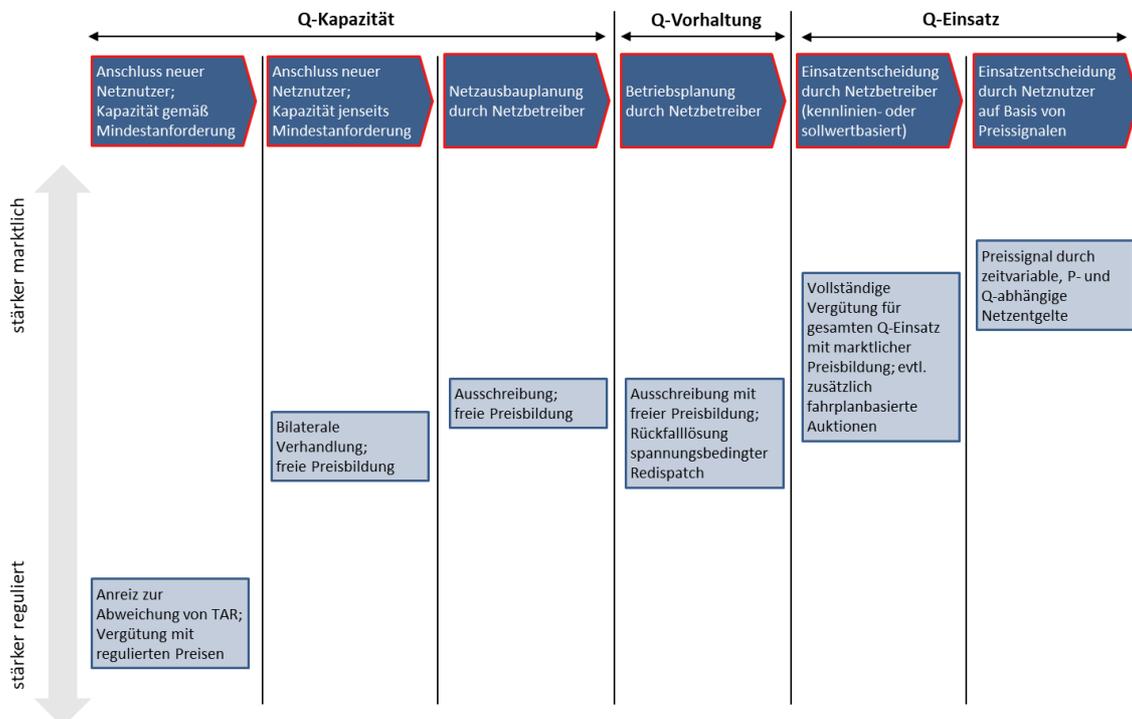


Bild 6.6: Modell 4: Erweiterung von Modell 3 um Q-bezogenes Preissignal

## 6.5 Differenzierung der Modelle nach Netzebenen und Anlagengröße

Die in den vorstehenden Abschnitten diskutierten Gestaltungsoptionen für die Blindleistungsbeschaffung können für Blindleistungsquellen in unterschiedlichen **Netzebenen** auf unterschiedliche Weise kombiniert und ausgestaltet werden. Zusätzlich kann es sinnvoll sein, bei der Ausgestaltung nach **Größenklassen** der für die Blindleistungsbereitstellung genutzten Anlagen zu differenzieren. Eine Differenzierung nach Netzebenen und ggf. Anlagengröße kann verschiedene Gründe haben:

- Ein Teil der Gestaltungsoptionen setzt voraus, dass das Blindleistungsverhalten der eingesetzten Anlagen in viertelstündlicher Auflösung und richtungssensitiv erfasst wird. Hierzu müssen die Anlagen mit **4-Quadranten-Lastgangzählern** ausgestattet sein. Diese Voraussetzung ist in den Ebenen Mittel-, Hoch- und Höchstspannung in der Regel erfüllt, in der Niederspannungsebene hingegen nur bei größeren Anlagen. Hieraus kann sich sogar eine zwingende Notwendigkeit zur Differenzierung der Beschaffungsmodelle ergeben, sofern davon ausgegangen wird, dass die messtechnische Ausstattung nicht an die Anforderungen der Beschaffungsmodelle angepasst wird.
- Die Möglichkeiten zur **Ansteuerung der Blindleistungsquellen** unterscheiden sich nach Netzebenen sowie Art und Größe der Anlagen. Bei kleinen EE-Anlagen in der Nieder- und teilweise auch Mittelspannungsebene dürfte ein Betrieb mit fernwirktechnisch übermittelten Spannungs- oder Blindleistungssollwerten meist nicht möglich sein. Für diese Anlagen kommt daher eher ein kennlinienbasierter Betrieb in Frage. Größere Anlagen in den höheren Netzebenen können hingegen sowohl kennlinien- als auch sollwertbasiert gesteuert werden und könnten – soweit sich diese Option als praxistauglich erweist – sogar auf Basis von Blindleistungsfahrplänen eingesetzt werden. Aus diesem Aspekt ergeben sich aber *unmittelbar* nur moderate Einschränkungen bezüglich der Anwendbarkeit der in Abschnitt 6.3 diskutierten Gestaltungsoptionen, denn diese sind überwiegend sowohl für kennlinien- als auch für sollwertbasierten Betrieb umsetzbar.
- *Mittelbar* kann die Art der Ansteuerung der Blindleistungsquellen aber **Einfluss auf die Wirkungen der Gestaltungsoptionen** und damit auf deren Bewertung haben. Untersuchungen haben beispielsweise gezeigt, dass sich bei Einsatz von EE-Erzeugungsanlagen in den unteren Netzebenen nach einer Q(U)-Kennlinie – jedenfalls bei den untersuchten Parametrierungen – meist insgesamt nur sehr geringe Mengen an einzuspeisender bzw. zu entnehmender Blindarbeit ergeben, sodass hiermit auch nur geringe einsatzabhängige Kosten verbunden sind. Bei einem sollwertbasierten Betrieb können die Einsatzkosten hingegen deutlich höher sein, insbesondere wenn hohe Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung auch in Situationen mit geringer Wirkleistungseinspeisung gestellt werden. Die *Relevanz* von Optionen zur mengenabhängigen Vergütung von Blindleistungseinsätzen kann daher stark von der Art der Ansteuerung der Blindleistungsquellen abhängen.
- Die mit den Optionen der Beschaffungsmodelle verbundenen **Transaktionskosten** hängen teilweise stark von der Anzahl der einbezogenen Blindleistungsquellen und deren Betreibern bzw. Einsatzverantwortlichen ab. Dies betrifft sowohl Aufwand, der mit der Ausschreibung, Verhandlung und Verwaltung von Beschaffungsverträgen verbunden ist, als auch den laufenden betrieblichen Aufwand für die Auswahl und Ansteuerung von Blindleistungsquellen sowie die messtechnische Erfassung, Erbringungskontrolle und Abrechnung der bereitgestellten Leistungen.

Ausgehend von diesen Überlegungen wurden in der Kommission insbesondere folgende Optionen zur Differenzierung der Beschaffungsmodelle vorgeschlagen und diskutiert:

- Blindleistungsquellen im **Niederspannungsnetz** könnten aus einer etwaigen Vergütungspflicht für den **Q-Einsatz** aus Kapazitäten gemäß Mindestanforderungen ausgenommen werden. Diese Anlagen werden ohnehin meist nur kennlinienbasiert eingesetzt und verfügen überwiegend nicht über 4-Quadranten-Lastgangzähler. Ein Teil der Kommissionsmitglieder schlägt abweichend vor, eine solche Ausnahme nur auf Anlagen unterhalb einer Leistungsschwelle von z. B. 30 kW oder nur für bestimmte Anlagentypen nach den Definitionen gemäß TAR anzuwenden.
- Andere Kommissionsmitglieder sprechen sich dafür aus, auch kleine oder alle Blindleistungsquellen im **Mittelspannungsnetz** aus einer möglichen Vergütungspflicht für den **Q-Einsatz** auszunehmen, jedenfalls soweit diese Anlagen nur für die lokale Spannungshaltung und nicht für ein übergreifendes Blindleistungsmanagement eingesetzt werden.
- Mit Blick auf Blindleistungsquellen im **Höchstspannungsnetz** wird hingegen einvernehmlich dafür plädiert, die heute bereits übliche Praxis der Vergütung für den **Q-Einsatz** aus der *gesamten* verfügbaren Q-Kapazität (einschließlich Kapazität gemäß Mindestanforderungen) auch dann beizubehalten, wenn eine solche Vergütungspflicht für die Verteilernetzebenen nicht eingeführt werden sollte. Es besteht auch Einvernehmen darüber, dass für bestehende bilaterale Vereinbarungen zu entsprechenden Vergütungsregelungen auch für Anlagen im **Hochspannungsnetz** ein Bestandsschutz gelten sollte.
- Ausnahmen für kleine Blindleistungsquellen im **Nieder- und evtl. Mittelspannungsnetz** wären auch bezüglich einer möglichen Vergütungspflicht für die Errichtung von **Q-Kapazität** gemäß Mindestanforderungen denkbar, auch wenn sich hierfür keine zwingenden Gründe etwa hinsichtlich der Messtechnik anführen lassen.

## 6.6 Netzbetreiberübergreifende Beschaffung

Bei der bisherigen Darstellung möglicher Modelle für die Blindleistungsbeschaffung wurde unterstellt, dass Netzbetreiber in der Lage sind, auf alle Blindleistungsquellen und Stellmöglichkeiten, die zur Bewältigung der Spannungshaltung in ihrem Netz beitragen können, zuzugreifen und alle Folgewirkungen des Einsatzes dieser Lösungsoptionen auf das Netz zu überblicken. Unter dieser Prämisse könnten Netzbetreiber – zumindest theoretisch – jegliche Entscheidungen zu Errichtung, Vorhaltung und Einsatz von Q-Kapazität auf Basis einer technisch-wirtschaftlichen Gesamtoptimierung treffen.

Diese Voraussetzung ist allerdings bei keinem Netzbetreiber in Deutschland erfüllt, denn kein Netzbetreiber betreibt alle Netzebenen, und die Netze unterschiedlicher Netzbetreiber sind auch innerhalb je einer Netzebene an vielen Punkten miteinander verbunden. Die Netze beeinflussen sich daher gegenseitig durch Wirk- und Blindleistungsflüsse in vertikaler Richtung (also zwischen den Netzebenen) und horizontaler Richtung (also auf jeweils einer Netzebene). Der Idealzustand einer Gesamtoptimierung ist daher selbst theoretisch nicht erreichbar, jedenfalls nicht ohne umfassende Koordination zwischen den Netzbetreibern. Für die Blindleistungsbeschaffung hat dies grundsätzlich zwei Folgen:

- Technische Lösungsoptionen, die zur Spannungshaltung im Netz *eines* Netzbetreibers beitragen können, können im Einflussbereich eines *anderen* Netzbetreibers liegen. Dies kann z. B. Blindleistungsquellen betreffen, die an das Netz des anderen Netzbetreibers angeschlossen sind, oder auch Betriebsmittel wie etwa stellbare Transformatoren, die Teil des

Netzes des anderen Netzbetreibers sind. Diese Lösungsoptionen sind dann für den Netzbetreiber, in dessen Netz sie einen Nutzen stiften könnten, ohne weiteres evtl. nicht sichtbar und verfügbar. Für den Fall, dass eine Verfügungsmöglichkeit durch den anderen Netzbetreiber bereitgestellt wird, stellt sich dann die Frage, welcher Netzbetreiber die Kosten des Einsatzes der Lösungsoptionen tragen sollte. Bei der Klärung dieser Frage wären auch Situationen zu berücksichtigen, in denen der Einsatz der Lösungsoptionen in *beiden* Netzen zur Verbesserung der Spannungshaltung beiträgt.

- Der Einsatz von Lösungsoptionen zur Spannungshaltung im eigenen Netz eines Netzbetreibers kann Auswirkungen auf die Lastflusssituation in anderen Netzen haben. Er kann dort z. B. Spannungshaltungsprobleme verursachen, die wiederum Bedarf nach geeigneten Maßnahmen etwa im Sinne einer „Gegenkompensation“ auslösen können. Diese technischen sowie ggf. wirtschaftlichen Auswirkungen kann der Netzbetreiber ohne geeignete Koordinationsprozesse nicht vollständig erkennen und beurteilen. Um dieser Problematik zu begegnen, ist es heute unter Netzbetreibern üblich, Bandbreiten für die Spannung und den Blindleistungsaustausch an Netzverknüpfungspunkten zu vereinbaren und im jeweils eigenen Netz sicherzustellen, dass ein zulässiger Betrieb bei Einhaltung dieser Bandbreiten möglich ist.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob und auf welche Weise die Entscheidungsprozesse der Netzbetreiber im Zusammenhang mit der Blindleistungsbeschaffung so koordiniert werden können, dass die Ziele einer – in Idealform nicht möglichen – netzbetreiberübergreifenden technisch-wirtschaftlichen Gesamtoptimierung zumindest ansatzweise erreicht werden können. Diese Frage konnte in der Kommission nicht umfassend diskutiert werden, u. a. weil sie tief in die heutige Praxis und eventuell vorstellbare Weiterentwicklungen der betrieblichen Entscheidungs- und Koordinationsprozesse der Netzbetreiber hineinreicht. Grundsätzliche Ansätze hierfür werden aber zumindest punktuell in den Vorschlägen der Kommissionsmitglieder thematisiert. Hieraus lassen sich drei Grundformen der Koordination ableiten, die nachfolgend kurz skizziert werden. Eine vertiefte Analyse und Bewertung dieser Gestaltungsmöglichkeiten kann im Rahmen der Kommissionsarbeit jedoch nicht erfolgen.

### Verhandlungsbasierte Koordination

Bei diesem Koordinationsansatz treffen Netzbetreiber Entscheidungen über den Einsatz von Blindleistungsquellen und Steuerungsmöglichkeiten generell nur in ihrem *eigenen* Netz. Um Auswirkungen ihrer Entscheidungen auf die Netze anderer Netzbetreiber identifizieren und in ihre Entscheidungsfindung einbeziehen zu können, etablieren sie systematische Koordinationsprozesse, die u. a. den Austausch von Daten zu prognostizierten Netzzuständen und beabsichtigten Maßnahmen einschließen. So versetzen sich Netzbetreiber gegenseitig in die Lage, kritische Folgewirkungen von Entscheidungen zu erkennen und sich hierzu bei Bedarf abzustimmen.

Um darüber hinaus auch die netzbetreiberübergreifende Nutzung von Lösungsoptionen für die Spannungshaltung zu ermöglichen, informieren sich Netzbetreiber gegenseitig über die in ihren Netzen vorhandenen Blindleistungsquellen und Steuerungsmöglichkeiten. Wenn ein Netzbetreiber daraufhin Potenziale für solche netzbetreiberübergreifenden Einsätze erkennt, stimmt er sich mit dem jeweils anderen Netzbetreiber (sowie evtl. weiteren betroffenen Netzbetreibern) hierüber ab.

Dieser Ansatz wäre aus der heutigen Praxis heraus ohne Brüche entwickelbar und könnte flexibel auf die Netzbereiche und Situationen ausgerichtet werden, in denen tatsächlich Koordi-

nationsbedarf oder Synergiepotenziale zu erwarten sind. Er entspricht grundsätzlich auch den bereits etablierten und aktuell weiterentwickelten Koordinationsprinzipien für das Engpassmanagement.

Der Ansatz liefert aber ohne weiteres keine Lösung für Fragen der Kostentragung. So wäre der Anreiz zur Nutzung von netzübergreifenden Synergiepotenzialen z. B. gering, wenn die Kosten von Maßnahmen immer durch den Netzbetreiber getragen werden müssten, in dessen Netz sie ergriffen werden. Umgekehrt könnten sich Netzbetreiber darüber beklagen, dass sie Spannungshaltungsprobleme und Kosten zu deren Beseitigung erleiden, die allein durch Maßnahmen im Netz eines anderen Netzbetreibers verursacht werden.

Um dem zu begegnen, könnten Netzbetreiber untereinander die Kosten blindleistungsbezogener Maßnahmen verrechnen. Dies setzt voraus, dass fallweise ermittelt werden kann, in wessen Interesse eine Maßnahme durchgeführt wird. Auch dieses Prinzip wird beim Engpassmanagement bereits praktiziert. So werden die Kosten von Einspeisemanagement-Maßnahmen im Netz eines VNB an den überlagerten Netzbetreiber (VNB oder ÜNB) weiterverrechnet, wenn dieser die Maßnahmen angewiesen hat.

Grundsätzlich wäre auch vorstellbar, dass Netzbetreiber gegenseitig im Rahmen marktlich organisierter Beschaffungsformen für den Q-Einsatz (s. Abschnitt 6.3.5) als Blindleistungsanbieter auftreten. Sie würden dann in einen Wettbewerb mit Anbietern im Bereich der Netznutzer treten. Dies würde allerdings die Frage aufwerfen, ob ein Wettbewerb regulierter und nicht regulierter Akteure in ein und demselben Markt ökonomisch überhaupt vertretbar und mit dem Regime der Anreizregulierung in Einklang zu bringen wäre.

### Vergütungsbasierte Koordination

Dieser Ansatz würde hingegen vorsehen, dass Netzbetreiber sich gegenseitig Vergütungen für jeglichen Blindleistungsaustausch an ihren Netzverknüpfungspunkten zahlen. Hierdurch könnte ein Anreiz geschaffen werden, Maßnahmen im eigenen Netz auch im Interesse anderer Netzbetreiber durchzuführen. Im Idealfall könnten diese Vergütungen evtl. sogar reflektieren, inwieweit Entscheidungen eines Netzbetreibers nachteilige Auswirkungen auf den Blindleistungsbedarf in anderen Netzen haben.

Der Ansatz würde so die Frage der gegenseitigen Kostentragung, die bei dem zuvor skizzierten Koordinationsansatz nur durch explizite Verrechnung von Kosten gelöst werden kann, auf inhärente Weise lösen. Er würde hierfür allerdings einen grundlegenden Konzeptwechsel weg vom heute (nicht nur im Bereich der Spannungshaltung) praktizierten Koordinationsprinzip unter den Netzbetreibern erfordern. Zudem wäre angesichts der Tatsache, dass einem Blindleistungsfluss nicht allein aufgrund seiner Richtung zu entnehmen ist, wer ihn initiiert hat und wer davon profitiert, zu klären, auf welche Weise ein solches Vergütungssystem umgesetzt werden könnte, um die beabsichtigten Anreizwirkungen zu vermitteln (deren Wirksamkeit außerdem voraussetzt, dass diese Kosten auch bei der Anreizregulierung einem ausreichend starken Effizianzanreiz ausgesetzt sind).

### Freier Netzzugang für Blindleistungsquellen

Speziell mit Blick auf das Problem, dass Blindleistungsquellen bei mangelnder Anreizsituation der Netzbetreiber evtl. immer nur im Interesse des Anschlussnetzbetreibers eingesetzt werden und somit Potenziale eines netzbetreiberübergreifenden Einsatzes ungenutzt bleiben, könnte erwogen werden, Blindleistungsquellen eine Art *freien Netzzugang* zu gewähren. Dies würde bedeuten, dass Blindleistungsanbieter ihre Leistung auch anderen Netzbetreibern als ihrem

Anschlussnetzbetreiber anbieten und direkt mit diesen anderen Netzbetreibern vertragliche Vereinbarungen zur Blindleistungsbereitstellung treffen dürften.

Dieser Ansatz könnte eine bessere Nutzung bestehender Potenziale für den volkswirtschaftlich effizienten Einsatz von Blindleistungsquellen anreizen und würde dabei die Frage der verursachungsgerechten Kostentragung der mit dem Einsatz verbundenen Kosten inhärent lösen.

Er würde allerdings noch dringlicher als die zuvor skizzierten Ansätze einen Koordinationsprozess im Hinblick auf Rückwirkungen auf die Netze anderer Netzbetreiber erfordern, da Netzbetreiber dann mit ansonsten für sie nicht vorhersehbaren Änderungen des Blindleistungs- und damit Spannungsverhaltens ihrer Anschlussnehmer rechnen müssten. Im Prinzip müssten hierfür die heute etablierten netzbetreiberübergreifenden Prozesse des Engpassmanagements so erweitert werden, dass neben Plänen und Prognosen des Wirkleistungsverhaltens der Akteure auch Pläne und Prognosen ihres (evtl. von anderen Netzbetreibern angewiesenen) Blindleistungsverhaltens berücksichtigt werden können. Einige Kommissionsmitglieder halten diesen Ansatz in der praktischen Umsetzung mit Blick auf die Sicherstellung der System- und Netzsicherheit für kritisch.

## 7 Zusammenfassung und Empfehlungen

### 7.1 Hintergrund und Herausforderungen

Eine Kernaufgabe der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber (ÜNB und VNB) ist die Gewährleistung der Netz- und Systemsicherheit unter Einsatz verschiedener Systemdienstleistungen, zu denen unter anderem „Spannungshaltung“ gehört. Hierzu setzen die ÜNB und VNB u. a. Blindleistung ein, um z. B. Spannungswerte an allen Anschluss- und Verknüpfungspunkten der Netze stets innerhalb der zulässigen Grenzen zu halten. Der Fokus der Kommissionsarbeit liegt ausschließlich auf der Thematik der statischen Spannungshaltung, die in einem Zeitbereich von Sekunden bis hin zu einigen Minuten stattfindet. Davon abzugrenzen sind weitere auch grundsätzlich zum Aufgabenfeld Spannungshaltung gehörenden Themen, wie beispielsweise Kurzschlussleistung oder Fault Ride Through (FRT) Fähigkeit von Erzeugungsanlagen, die hingegen nicht Betrachtungsgegenstand sind. Diese vielfach als dynamische Netzstützung bezeichnete Form der Spannungshaltung, die in einem Zeitbereich von Millisekunden bis zu einigen Sekunden stattfindet, hat das Ziel, bei kurzzeitigen Spannungseinbrüchen oder -erhöhungen eine ungewollte Abschaltung von Erzeugungsleistung und damit eine Gefährdung der Netzstabilität spannungsebenenabhängig durch Einspeisung eines Blindstromes zu verhindern. Die Ausregelung einer veränderten Blindleistungsbilanz durch Fahrplansprünge oder nach (n-1)-Fällen wird der statischen Spannungshaltung zugerechnet.

Den ÜNB und VNB stehen zur hier im Fokus stehenden Spannungshaltung eine Reihe von planerischen und betrieblichen Maßnahmen zur Verfügung, z. B. Stufung von Transformatoren, Netzumschaltungen, Netzausbaumaßnahmen usw. Der residuale Blindleistungsbedarf wird von den VNB bisher vor allem durch Bezug aus vorgelagerten Netzebenen, insbesondere den Übertragungsnetzen, gedeckt. Die ÜNB stellen die statische Spannungshaltung derzeit hauptsächlich sicher, indem konventionelle Erzeugungsanlagen im Netzbetrieb Vorgaben zur Spannungshöhe und/oder Blindleistungsbereitstellung machen und indem eigene Betriebsmittel, wie Kondensatorbänke oder Drosselspulen, eingesetzt werden. Die Bereitstellung von durch die ÜNB angeforderter Blindleistung durch konventionelle Anlagen wird auf Grundlage langfristiger individueller Verträge, die die ÜNB mit den Anlagenbetreibern abgeschlossen haben, geregelt, die auch die Vergütung der Blindleistungsinanspruchnahme umfassen.

Durch die Energiewende ändern sich die Rahmenbedingungen der Spannungshaltungskonzepte. Konventionelle Erzeugungsanlagen, die überwiegend im Höchst- und Hochspannungsnetz angeschlossen sind, fallen Stück für Stück als Blindleistungsquellen weg. Daraus können Defizite im Blindleistungshaushalt der ÜNB entstehen, die ausgeglichen werden müssen.

Dem Rückgang dieser Erzeugungsanlagen steht der massive Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) gegenüber, der aber überwiegend auf den Netzebenen der VNB stattfindet. In der heutigen Praxis verlangen Anschlussnetzbetreiber von Erzeugungsanlagen, Blindleistung im Rahmen der Mindestanforderungen bereitzustellen. Die technischen Mindestanforderungen für Neuanlagen sind in den Technischen Anschlussregeln (TAR) enthalten. Die TAR setzen den aus den europäischen Network Codes „Requirements for Generators“ (Verordnung (EU) 2016/631, „RfG“) und der „Demand Connection“ (Verordnung (EU) 2016/1388, „DCC“) stammenden Rahmen für Deutschland um, wobei der RfG hinsichtlich der Blindleistungsbereitstellung keine konkreten Mindestanforderungen, sondern einen maximalen Rahmen festlegt. Erzeugungsanlagenbetreiber sind demnach dazu verpflichtet, zur Spannungshaltung beizutragen, indem sie auf Anforderung des Anschlussnetzbetreibers innerhalb von in den TAR festgelegten Mindestanforderungen Blindleistung bereitstellen. Insgesamt verlagern sich damit die

Potenziale der Blindleistungsbereitstellung aus Erzeugungsanlagen von den Übertragungs- in die Verteilernetze. Zukünftig werden die VNB somit verstärkt in Prozesse zur Gewährleistung der Systemsicherheit eingebunden sein müssen, indem sie vorhandene Blindleistungsquellen effizient einsetzen und insbesondere eine zur Spannungshaltung eventuell erforderliche Bereitstellung von Blindleistung an vor- oder nachgelagerte Netzebenen auf geeignete Weise koordinieren müssen. Verschiedene deutsche VNB haben erste Schritte zur Entwicklung und Etablierung solcher Koordinationsprozesse bereits begonnen.

Den Betreibern von EE-Anlagen entstehen für die netzdienliche Bereitstellung von Blindleistung Kosten, für die sie zumindest im Rahmen der technischen Mindestanforderungen derzeit in der Regel keine Vergütung erhalten. Das BMWi wertet es als Hinweis auf Verbesserungsbedarf, dass es dem Netzbetreiber seiner Ansicht nach erschwert ist, die beim Einsatz von Maßnahmen zur Spannungshaltung – die neben der Blindleistungsbereitstellung aus Erzeugungsanlagen auch netzbetreiberseitige Maßnahmen, wie z. B. Transformatorstufungen, Netzumschaltungen usw. umfassen – entstehenden Kosten in seine Entscheidungen einbeziehen zu können. Auch die Einbeziehung von Verbrauchern, die Blindleistung gezielt bereitstellen können, wie z. B. Lasten mit eigenen Kompensationsanlagen, Mischbetriebe oder große Anlagen wie die Umformer- und Umrichterwerke der Deutschen Bahn, könnte evtl. zur Senkung der volkswirtschaftlichen Kosten beitragen. Um die volkswirtschaftlichen Kosten für die Spannungshaltung zu minimieren, müssen allerdings nicht nur die direkt mit dem Einsatz verbundenen Kosten, sondern auch die Kosten berücksichtigt werden, die u. a. durch prozessualen und informationstechnischen Aufwand zur Umsetzung der Blindleistungsbeschaffung und -abrechnung entstehen.

Weiter kommt eine Studie (INA, OTH, 2016) zu dem Ergebnis, dass einheitliche Anforderungen an das Blindleistungspotenzial der EE-Anlagen zu Überkapazitäten gegenüber dem tatsächlichen Bedarf, der nicht an allen Stellen im Netz gleich hoch ist, führen können, die unter Berücksichtigung aller volkswirtschaftlichen Kosten ineffizient sein könnten.

Letztlich muss festgehalten werden, dass derzeit nicht abschließend untersucht ist, wie zur Spannungshaltung eingesetzte Blindleistung volkswirtschaftlich am effizientesten beschafft werden kann. Vor diesem Hintergrund wird seit einigen Jahren diskutiert, ob das derzeitige Beschaffungssystem für Blindleistung reformbedürftig ist. Die technische Selbstverwaltung ist jedoch entsprechend ihrem gesetzlichen Auftrag nach den §§ 19 und 49 EnWG nicht für Fragen der Vergütung zuständig. Es würde im Falle eines Anpassungsbedarfes daher eines Handelns des Gesetzgebers bedürfen. Darüber hinaus fordert auch das EU-Legislativpaket „Saubere Energie für alle Europäer“ grundsätzlich eine marktgestützte Beschaffung von nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen, zu denen u. a. statische Spannungshaltung zählt, es sei denn, die Regulierungsbehörde ist zu der Einschätzung gelangt, dass die marktgestützte Beschaffung dieser Systemdienstleistungen wirtschaftlich nicht effizient ist, und hat eine Ausnahme gewährt.

## 7.2 Aufgabenstellung der Kommission

Die durch das BMWi eingesetzte Kommission zur zukünftigen Beschaffung von Blindleistung hat die Aufgabe, Modelle für die Blindleistungsbeschaffung zu erarbeiten. Im Kern der Vorschläge soll eine volkswirtschaftlich effiziente, transparente und diskriminierungsfreie Beschaffung stehen, und die mit der Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung verbundenen Kosten sollen möglichst sachgerecht unter den Netznutzern (Erzeuger, Verbraucher) verteilt werden. Die Regelungen müssen zudem mit den europäischen Vorgaben vereinbar sein. Eine

vollständige Bewertung der Vorschläge und Gegenüberstellung mit dem Status quo wurde durch die Kommission nicht durchgeführt und erfordert daher eine weitere wissenschaftliche Untersuchung. Weiter war es nicht Aufgabe der Kommission, sich auf ein Modell zu verständigen. Vielmehr stand es der Kommission frei, mehrere Gestaltungsoptionen als zu prüfende Alternativen zum Status quo zu erarbeiten.

### 7.3 Strukturierung der Elemente eines Blindleistungs-Beschaffungsmodells

Die Kommission empfiehlt, bei der Diskussion über die mögliche Ausgestaltung eines Beschaffungsmodells für Blindleistung als Beitrag zur Systemdienstleistung der statischen Spannungshaltung nach den hierbei auftretenden Entscheidungsgegenständen und -anlässen zu differenzieren, da hierfür jeweils unterschiedliche Beschaffungsformen in Frage kommen. Die Darstellung der Modelloptionen im Bericht der Kommission basiert auf der nachfolgend skizzierten Unterscheidung in Entscheidungsstufen und Entscheidungsanlässe (bei deren Bezeichnung das gebräuchliche Formelzeichen „Q“ für „Blindleistung“ verwendet wird):

1. **Q-Kapazität:** Die Stufe mit dem langfristigen Betrachtungshorizont betrifft Entscheidungen über die Errichtung technischer Kapazität zur Bereitstellung von Blindleistung. Hier kann nach drei relevanten Entscheidungsanlässen unterschieden werden, nämlich
  - der Errichtung von Q-Kapazität **gemäß technischen Mindestanforderungen** im Rahmen des **Netzanschlusses neuer Blindleistungsquellen**,
  - der Errichtung von Q-Kapazität **jenseits der Mindestanforderungen** im Rahmen des **Netzanschlusses neuer Blindleistungsquellen** sowie
  - der Errichtung von zusätzlicher Q-Kapazität bei Anlässen, die sich im Rahmen der **Netzausbauplanung der Netzbetreiber** ergeben.
2. **Q-Vorhaltung:** Die zweite Entscheidungsstufe betrifft den möglichen Bedarf von Netzbetreibern nach verbindlichen Zusagen über die betriebliche Verfügbarkeit von Blindleistungsquellen in bestimmten, vom Netzbetreiber definierten Zeiträumen. Anlässe für die Einholung solcher Zusagen können sich im Rahmen der kurz- bis mittelfristigen **Betriebsplanung der Netzbetreiber** ergeben. Eine weitere Differenzierung der Entscheidungsanlässe ist hier nicht erforderlich.
3. **Q-Einsatz:** Die Entscheidungsstufe mit dem kurzfristigsten Betrachtungshorizont betrifft den konkreten Einsatz der für netzdienliche Zwecke genutzten Blindleistungsquellen. Bei der Darstellung der vorliegenden Vorschläge im Bericht der Kommission wird weiter danach unterschieden, ob Einsatzentscheidungen
  - mit konkreten **Vorgaben des Netzbetreibers zum Betrieb der Blindleistungsquellen** einhergehen, etwa in Form von Zu- oder Abschaltanweisungen, Parametervorgaben für Kennlinien für das Blindleistungsverhalten oder Vorgaben für Spannungs- oder Blindleistungssollwerte, oder aber
  - auf **vom Netzbetreiber vorgegebenen Preissignalen** basieren.

Die Kommission empfiehlt, bei der Diskussion von Gestaltungsmöglichkeiten nach **Spannungsebenen** zu differenzieren, da sich für die praktische Umsetzbarkeit und die technischen und wirtschaftlichen Wirkungen der betrachteten Modelloptionen je nach Spannungsebene unterschiedliche Bewertungen ergeben können.

## 7.4 Empfehlungen der Kommission und weiterer Untersuchungsbedarf

In der Kommission bestehen teils übereinstimmende, teils aber auch voneinander abweichende Auffassungen zu den Ausgestaltungsoptionen der Beschaffungswege für Blindleistung. Die Empfehlungen der Kommission werden daher im Folgenden danach gegliedert, inwieweit jeweils Konsens besteht. Bei der Darstellung der Empfehlungen werden die oben erläuterten Entscheidungsstufen und -anlässe sowie die übergreifende Fragestellung nach einer Koordination der Blindleistungsbeschaffung unter Netzbetreibern aufgegriffen.

Die Kommissionsmitglieder weisen darauf hin, dass bei der weiteren Betrachtung der vorgestellten Gestaltungsoptionen vertiefende Untersuchungen zu deren rechtlicher und technischer Umsetzbarkeit sowie Kosten-Nutzen-Bewertungen der betrachteten Optionen – einschließlich der Regelungen im Status quo – mit Blick auf das Ziel der volkswirtschaftlichen Effizienz durchgeführt werden müssen, da diese Untersuchungen im Rahmen der Kommissionsarbeit nicht geleistet werden konnten und sollten.

### 7.4.1 Aspekte mit weitgehend konsensualer Bewertung

#### Q-Kapazität

- Die Kommission empfiehlt, dass Entscheidungen zur **Errichtung von Q-Kapazität jenseits der Mindestanforderungen** bei neu anzuschließenden Anlagen in marktlicher Form auf Basis von **bilateralen Verhandlungen** getroffen werden sollten, die auch Regelungen bezüglich einer Vergütung einschließen. Hinsichtlich der konkreten Ausgestaltung ist gemäß den vorliegenden Vorschlägen hauptsächlich noch offen, ob Vergütungen frei verhandelt oder auf Basis regulatorischer Vorgaben festgelegt werden sollten.
- Ähnliches gilt für Fälle eines Bedarfs nach **Errichtung von Q-Kapazität**, der im Rahmen der **Netzausbauplanung durch Netzbetreiber** identifiziert wird:
  - Soweit dieser Bedarf durch Errichtung vollständig integrierter Netzkomponenten wie z. B. netzbetreibereigener Kompensationsanlagen gedeckt wird, ist gemäß Strommarkttrichtlinie keine marktgestützte Beschaffung vorgesehen.
  - Für den durch *nutzereigene* Anlagen zu deckenden Bedarf jenseits der Mindestanforderungen halten die Kommissionsmitglieder jedoch einen marktlichen Ansatz in Form von **bilateralen Verhandlungen** zwischen Netzbetreibern und Netznutzern für sachgerecht. Offen ist hierbei, ob diesen Verhandlungen eine verpflichtende transparente Ausschreibung des durch nutzereigene Anlagen zu deckenden Bedarfs durch die Netzbetreiber vorangestellt werden sollte. Daneben ist auch hier offen, ob Vergütungen frei verhandelt oder auf Basis regulatorischer Vorgaben festgelegt werden sollten.

#### Q-Einsatz

- Mit Blick auf Entscheidungen über den **Q-Einsatz** sollte es nach einvernehmlicher Auffassung der Kommissionsmitglieder Aufgabe der Netzbetreiber sein,
  - alle vorhandenen und betrieblich verfügbaren netz- und nutzerseitigen Blindleistungsquellen in Betracht zu ziehen und
  - Einsatzentscheidungen unter Berücksichtigung von **Kosten** und **technischen Wirksamkeiten** der Blindleistungsquellen so zu treffen, dass die Systemdienstleistung Spannungshaltung volkswirtschaftlich effizient erbracht wird, wobei auch eventuelle Aus-

wirkungen von Lösungsoptionen auf übergreifende Wirkungsbereiche wie Netzausbau und Netzauslastung berücksichtigt werden müssen.

- Zudem besteht Konsens, dass für den **Q-Einsatz** zumindest teilweise eine einsatzabhängige Vergütung gezahlt werden sollte. Im Detail hängt das Spektrum der Vorschläge und Empfehlungen von der betrachteten Netzebene ab. Zu folgenden Punkten besteht Einvernehmen unter den Kommissionsmitgliedern:
  - Für Blindleistungsquellen im **Höchstspannungsnetz** und – sofern entsprechende Vereinbarungen bereits heute bestehen – im **Hochspannungsnetz** empfiehlt die Kommission einvernehmlich, dass Q-Einsätze aus der *gesamten* verfügbaren Q-Kapazität (einschließlich Kapazität gemäß Mindestanforderungen) auch weiterhin vergütet werden sollten. Dies gilt auch dann, wenn eine solche Vergütungspflicht für die Verteilernetzebenen nicht eingeführt werden sollte.
  - Für Blindleistungsquellen im **Hochspannungsnetz** – soweit nicht bereits heute entsprechende Vereinbarungen bestehen; siehe oben – besteht Einvernehmen, dass Q-Einsätze aus der *gesamten* verfügbaren Q-Kapazität (einschließlich Kapazität gemäß Mindestanforderungen) zumindest teilweise vergütet werden sollten. Im Einzelnen decken die hierzu vorliegenden Vorschläge ein Spektrum von Ausgestaltungen von einer **Teilvergütung eines Teils der Einsätze** – und zwar nur im Rahmen eines über die lokale Spannungshaltung hinausgehenden aktiven Blindleistungsmanagements der Netzbetreiber – bis hin zur **Vollvergütung aller Einsätze** – d. h. auch im Rahmen der lokalen Spannungshaltung – ab. Die Kommission empfiehlt, Aufwand und Nutzen und sonstige Wirkungen von unterschiedlich weitreichenden potenziellen Vergütungsregelungen vertieft zu untersuchen.
  - Es besteht auch Konsens dazu, dass für Blindleistungsquellen, die **nicht über eine Einrichtung zur Zählung der Blindarbeit** verfügen und im **Niederspannungsnetz** angeschlossen sind, auf eine einsatzabhängige Vergütung verzichtet werden sollte, da diese messtechnischen und administrativen Zusatzaufwand auslösen würde.

### 7.4.2 Aspekte mit divergierender Bewertung

#### Q-Kapazität

- Die Kommissionsmitglieder vertreten unterschiedliche Auffassungen zu der Frage, ob Netzbetreibern ein Ermessensspielraum hinsichtlich der **Mindestanforderungen** an die Errichtung von **Q-Kapazität** durch Netznutzer zusteht oder ob die diesbezüglichen Vorgaben der TAR verbindlich einzuhalten sind und keinen solchen Spielraum lassen. Zudem sind die Kommissionsmitglieder unterschiedlicher Auffassung darüber, ob Netzbetreiber eine **Vergütung für die Errichtung von Q-Kapazität im Rahmen der Mindestanforderungen** zahlen sollten, ob der rechtliche Rahmen eine solche Vergütungspflicht für von Netznutzern verpflichtend bereitzustellender Q-Kapazität zulässt und ob eine etwaige Vergütung sich auf die gesamte Q-Kapazität oder nur einen Teil davon erstrecken sollte. Die Kommission empfiehlt, zu der kontrovers diskutierten Frage der Festlegung von Mindestanforderungen eine Klärung herbeizuführen und darauf aufbauend vertieft zu untersuchen, ob eine Vergütungspflicht für die in diesem Rahmen errichtete Q-Kapazität rechtlich zulässig ist, welche Optionen zu deren Ausgestaltung ggf. bestehen und welche Wirkungen von ihnen ausgehen würden.

- Es ist unstrittig, dass die Nutzung **integrierter Netzkomponenten** wie z. B. netzbetreibereigener Kompensationsanlagen gemäß Strommarkttrichtlinie nicht der Pflicht zur marktlichen Beschaffung unterliegt. Einige Kommissionsmitglieder weisen darauf hin, dass sich aus ihrer Sicht die Errichtung dieser Komponenten gleichwohl dem technisch-wirtschaftlichen Vergleich gegenüber der Blindleistungsbeschaffung aus nutzerseitigen Anlagen stellen sollte. Sie befürchten, dass der heutige Regulierungsrahmen – insbesondere auf ÜNB-Ebene – eine über das effiziente Maß hinausgehende Bevorzugung netzbetreibereigener Komponenten gegenüber der marktlichen Beschaffung von Blindleistung anreizen könnte. Andere Kommissionsmitglieder weisen hingegen darauf hin, dass das heutige Regime bereits einen ausreichenden Anreiz für diese technisch-wirtschaftliche Abwägung schaffe, da die Netzbetreiber einem Effizienzvergleich unterlägen. Weitergehende Detailprüfungen seien kaum praxistauglich und könnten durch das Hervorrufen weiterer Verzögerungen in Planungs- und Genehmigungsprozessen volkswirtschaftlich sogar negative Folgen haben.

### Q-Vorhaltung

- Für Entscheidungen zur **betrieblichen Q-Vorhaltung** empfehlen die Kommissionsmitglieder, den Netzbetreibern auch zukünftig – mindestens als Rückfalllösung – die Möglichkeit einer Umsetzung nach den geltenden Regelungen für den **spannungsbedingten Redispatch** einzuräumen. Diese Regelungen sehen für solche Eingriffe kostenorientierte Vergütungen vor. Uneinheitlich wird beurteilt, ob für die Q-Vorhaltung **zusätzlich** – und mit Vorrang gegenüber dem Redispatch-Regime – ein marktlicher Beschaffungsweg in Form von **Ausschreibungen in Verbindung mit bilateralen Verhandlungen** (mit freier Preisbildung) eingeführt werden sollte, insbesondere um weitere Anbieterpotenziale zu erschließen. Die Kommission empfiehlt, Aufwand und Nutzen sowie mögliche Risiken eines solchen marktlichen Beschaffungselements eingehender zu untersuchen.

### Q-Einsatz

- Zu folgenden Aspekten möglicher Regelungen zur Zahlung einsatzabhängiger Vergütungen für **Q-Einsätze** liegen in der Kommission unterschiedliche Vorschläge und Auffassungen vor:
  - Hinsichtlich der Blindleistungsquellen in den **Mittel- und Niederspannungsnetzen**, die über eine Einrichtung zur Zählung der Blindarbeit verfügen, liegen Vorschläge vor, die ein Spektrum von einem vollständigen Verzicht auf eine Vergütung einzelner Einsätze bis hin zur Vollvergütung aller Einsätze – d. h. auch im Rahmen der lokalen Spannungshaltung – vorsehen. Auch hier empfiehlt die Kommission, Aufwand und Nutzen und sonstige Wirkungen von unterschiedlich weitreichenden potenziellen Vergütungsregelungen vertieft zu untersuchen.
  - Unterschiedliche Vorschläge liegen auch zu den **Modalitäten der Preisfindung** für eine etwaige Vergütung von Q-Einsätzen vor. Das Spektrum der Vorschläge reicht hier von festen, ggf. nach Anlagentypen und anderen Aspekten wie z. B. Arbeitspunkten differenzierten **regulatorischen Preisvorgaben** über Vorgaben zu **Preisobergrenzen** bis hin zu **frei verhandelten Preisen**, für deren Abstimmung marktliche Ansätze wie **bilaterale Verhandlungen** oder **Ausschreibungen** vorgeschlagen werden. Auch zu dieser Gestaltungsfrage sind aus Sicht der Kommission weitergehende Untersuchungen erforderlich.

Zu folgenden drei Gestaltungsaspekten hinsichtlich des **Q-Einsatzes** ist offen, inwieweit mit Blick auf etwaige kurzfristige Anpassungen des Beschaffungsmodells eingehende Untersuchungen zu den diskutierten Optionen zu befürworten sind. Die Kommission empfiehlt, dass das BMWi hier zunächst die Schwerpunktsetzung für mögliche gesetzgeberische Maßnahmen klärt.

- Es bestehen unterschiedliche Auffassungen zu der Frage, ob – insbesondere für die **Höchst- und Hochspannungsebene** – zusätzlich zu den oben beschriebenen Einsatz- und Vergütungsregelungen ein **Kurzfristmarkt** in Form von **Auktionen** für standardisierte **Blindleistungs-Fahrplanprodukte** eingeführt werden kann und sollte. Manche Kommissionsmitglieder halten dies zumindest für vorstellbar, wenn auch prüfungsbedürftig. Andere Kommissionsmitglieder halten dies hingegen für nicht umsetzbar.
- Ein Kommissionsmitglied schlägt vor, dass nicht allein die Netzbetreiber Entscheidungen über den netzdienlichen **Q-Einsatz** treffen sollten, sondern auch die Betreiber von Blindleistungsquellen selbst, und zwar auf Basis eines **Preissignals** im Rahmen der **Netzentgelt-systematik**. Andere Kommissionsmitglieder halten dies hingegen für nicht zielführend und nicht praktisch umsetzbar.
- In der Kommission bestehen unterschiedliche Auffassungen zu der Frage, wie eine angemessene **Koordination des Q-Einsatzes zwischen Netzbetreibern** mit dem Ziel eines netzbetreiberübergreifend effizienten Q-Einsatzes erreicht werden kann und sollte. Ein Teil der Kommissionsmitglieder hält hierfür eine Fortentwicklung der im Grundsatz bereits heute praktizierten **verhandlungsbasierten Koordination** für sachgerecht. Die von anderen Kommissionsmitgliedern vorgeschlagenen weiterreichenden Konzepte sehen eine **vergütungs-basierte Koordination**, bei der Netzbetreiber sich gegenseitig Vergütungen für den Blindleistungsaustausch an Netzverknüpfungspunkten zahlen, und/oder einen **freien Netzzugang** für Blindleistungsquellen vor, der die Einführung vereinheitlichter Koordinationsprozesse erfordern würde. Einige Kommissionsmitglieder halten den letztgenannten Ansatz jedoch für kritisch, da sie bezweifeln, dass eine solche Koordination ohne Risiken für die System- und Netzsicherheit umgesetzt werden kann.

### 7.4.3 Abschließende Bemerkungen

Die Kommissionsmitglieder weisen darauf hin, dass mögliche Änderungen der Systematik der Blindleistungsbeschaffung neben Anpassungen des rechtlichen und regulatorischen Rahmens u. U. grundlegende Anpassungen der technisch-wirtschaftlichen Planungs- und Betriebskonzepte der Netzbetreiber sowie der mit der Blindleistungsbereitstellung verbundenen Prozesse und Systeme bei allen involvierten Akteuren erfordern können. Zudem kann bei einigen der betrachteten Optionen evtl. erst im Zuge der Umsetzung ersichtlich werden, welche Auswirkungen sich für die Akteure ergeben können und ob und inwieweit hierdurch eine volkswirtschaftlich effiziente Blindleistungsbeschaffung unterstützt werden kann. Aus diesen Gründen kann es im Falle beabsichtigter Anpassungen abhängig von deren Komplexität sachgerecht sein, eine schrittweise Umstellung auf die angestrebte Zielsystematik vorzusehen. Grundsätzlich sollte der Transformationspfad umso feingliedriger ausgestaltet werden, je tiefgreifender der beabsichtigte Systemwechsel ist. Die Sicherheit des Netz- und Systembetriebs einschließlich reibungsloser Abläufe bei der Blindleistungsbeschaffung muss dabei jederzeit sichergestellt sein.

## 8 Literaturverzeichnis

- BMWi. (2016). *Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit*.
- BNetzA. (2018). *Diskussionspapier Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb*. Bonn.
- dena. (2005). *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020 (dena-Netzstudie)*. Köln.
- dena. (2010). *Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025 (dena-Netzstudie II)*. Berlin.
- dena. (2014). *dena-Studie Systemdienstleistungen 2030*. Berlin.
- dena. (2017). *Entwicklung einer Verfahrensweise zur quantitativen Bewertung verschiedener Blindleistungsbereitstellungsoptionen*. Berlin.
- dena. (2017). *Entwicklung einer Verfahrensweise zur quantitativen Bewertung verschiedener Blindleistungsbereitstellungsoptionen*.
- dena. (2018). *Branchenmeinungsbild: Wirtschaftlich tragbare Erbringung von Blindleistung*. Berlin.
- ENTSO-E. (2018). *Survey on ancillary services procurement, balancingmarket design 2017*.
- EU 2016/631. (2016). *Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (NC RfG)*.
- FGH et al. (2012). *Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien*. Aachen.
- FNN. (2014). *Blindleistungsmanagement in Verteilungsnetzen*.
- FNN. (2014). *Blindleistungsmanagement in Verteilungsnetzen. Technischer Hinweis*.
- Fraunhofer IWES et al. (2014). *Kombikraftwerk 2. Abschlussbericht*.
- IFHT. (2015). *Studie zu Aspekten der elektrischen Systemstabilität im deutschen Übertragungsnetz bis 2023*. Aachen.
- INA, OTH. (2016). *Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit*. Waldmünchen.
- Moeller & Poeller Engineering GmbH. (2017). *Studie zur Berechnung von Wirkarbeitsverlusten durch Blindarbeit*.
- Spring, E. (2003). *Elektrische Energienetze*. Berlin, Offenbach: VDE Verlag.
- ÜNB. (2012). *Netzentwicklungsplan Strom 2012 – zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*.
- ÜNB. (2019). *Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019 - zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*.
- ZVEI. (2013). *Beitrag industrieller Blindleistungs-Kompensationsanlagen und -Verbraucher für ein innovatives Blindleistungs-Management in der Stromversorgung Deutschlands*. Frankfurt.