



Marktgestützte Beschaffung von Blindleistung

3-Säulen Konzept mit Wahlfreiheit – Bericht im Vorhaben „SDL-Zukunft“

Im Auftrag des

Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Marktgestützte Beschaffung von Blindleistung

Bericht im Vorhaben „SDL-Zukunft“

Fassung vom: 12.08.2021

Autoren:

Gerald Blumberg (HEMF/Universität Duisburg-Essen), Dr.-Ing. Christian Wagner (ef.Ruhr), Dr. Wieland Lehnert (BBH), Dr. Michael Bucksteeg (HEMF/Universität Duisburg-Essen), Dr.-Ing. Marco Greve (ef.Ruhr)

Inhaltliche Bearbeitung durch:

ef.Ruhr:	Dr.-Ing. Christian Wagner Dr.-Ing. Marco Greve
HEMF:	Gerald Blumberg Prof. Dr. Christoph Weber Dr. Michael Bucksteeg Hendrik Kramer
Neon:	Dr. Ingmar Schlecht Prof. Dr. Lion Hirth
BBH:	Dr. Wieland Lehnert Nadine Voß
RE-xpertise:	Dr.-Ing. Karsten Burges

Projektleitung SDL-Zukunft

Dr.-Ing. Christian Wagner und Dr.-Ing. Marco Greve (ef.Ruhr)

Leitung Arbeitsbereich Konzept Blindleistung:



UNIVERSITÄT
DUISBURG
ESSEN

Offen im Denken



Projektpartner

ef.Ruhr GmbH

Dr.-Ing. Marco Greve
Emil-Figge-Str. 76
44227 Dortmund



RE-xpertise

Dr.-Ing. Karsten Burges
Baltzerstraße 13
15569 Woltersdorf



Neon Neue Energieökonomik GmbH

Prof. Dr. Lion Hirth
Karl-Marx-Platz 12
12043 Berlin



House of Energy Markets and Finance Universität Duisburg-Essen

Prof. Dr. Christoph Weber
Universitätsstraße 12
45141 Essen



BBH

Becker Büttner Held PartGmbH

Dr. Wieland Lehnert
Magazinstraße 15-16
10179 Berlin



Impressum

ef.Ruhr GmbH
Emil-Figge-Str. 76
44227 Dortmund



Ansprechpartner:

Dr.-Ing. Marco Greve
Tel.: +49 (0)231 9742-5521
Mail: marco.greve@efruhr.de
Web: www.efruhr.de

Dortmund, 12.08.2021

Hinweis

Hinweis. Der Bericht enthält die gutachterlichen Empfehlungen für eine Beschaffung von Blindleistung und ist nicht als Vorentscheidung seitens BMWi und/oder BNetzA für ein bestimmtes Beschaffungskonzept zu verstehen. Gleichwohl sind die Gutachter überzeugt, einen zielführenden Lösungsvorschlag entwickelt zu haben, der die StrommarktRL und die dort verankerten Ziele effizient umsetzt.

Es wurden Gesetzesänderungen/-Anpassungen berücksichtigt, die bis zum 15.05.2021 in Kraft getreten sind.

Executive Summary

Die Richtlinie (EU) 2019/944 (StrommarktRL) schreibt die marktgestützte, transparente und diskriminierungsfreie Beschaffung von nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen (NF-SDL) vor, sofern die Effizienz der marktlichen Beschaffung nicht ausgeschlossen werden kann. Die Gutachter sind in vorherigen Untersuchungen zu dem Ergebnis gekommen, dass die Effizienz für die NF-SDL *Dienstleistungen zur Spannungsregelung* im Bereich der Blindleistungsbereitstellung nicht ausgeschlossen werden kann. Vor diesem Hintergrund haben die Gutachter ein marktliches Beschaffungskonzept für Blindleistung entwickelt. Wichtig ist dabei zu betonen, dass bereits im Status quo technisch abgestimmte Prozesse zur Blindleistungsbereitstellung existieren. Dies betrifft beispielsweise die Schnittstellen zwischen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Hochspannungs-Netzbetreibern (HS). Im vorgestellten Konzept wird durch bedarfsgerechte Anpassungen und Weiterentwicklungen auf den Status quo aufgesetzt, sodass die Einführung des Beschaffungskonzepts mit vergleichsweise wenig Hemmnissen einhergeht. Gleichzeitig ermöglicht das flexible Konzept die sukzessive Weiterentwicklung anhand künftiger Erfahrungen. Beide Aspekte sind aufgrund der hohen Komplexität des Energiesystems von zentraler Bedeutung.

Das vorgeschlagene Beschaffungssystem sieht ein **3-Säulen-Konzept mit Wahlfreiheit** zur marktlichen Beschaffung von Blindleistung vor. Trotz des gesamtheitlich marktlichen Beschaffungskonzepts gibt es im entwickelten Vorschlag analog zu bestehenden (Energie-) Märkten bedarfsgerecht einzelne Teilaspekte, die für sich genommen als „nicht marktlich“ einzustufen wären. Die „Marktlichkeit“ des Gesamtkonzepts bleibt hiervon jedoch unberührt. Da Blindleistung einerseits lokal benötigt wird und andererseits die Voraussetzungen, Anforderungen sowie Transport- und Verteilungswege der Energieversorgungsnetze in den Spannungsebenen und Netzgebieten variieren, ist bedarfsgerecht eine differenzierte Ausgestaltung der Beschaffungssäulen auf den einzelnen Spannungsebenen erforderlich. Die oberste Priorität des Beschaffungskonzepts ist dabei der Erhalt der hohen Systemsicherheit.

Netzbetreiber können ihren Blindleistungsbedarf durch eine grundsätzlich beliebige, frei wählbare Kombination (Wahlfreiheit) der drei

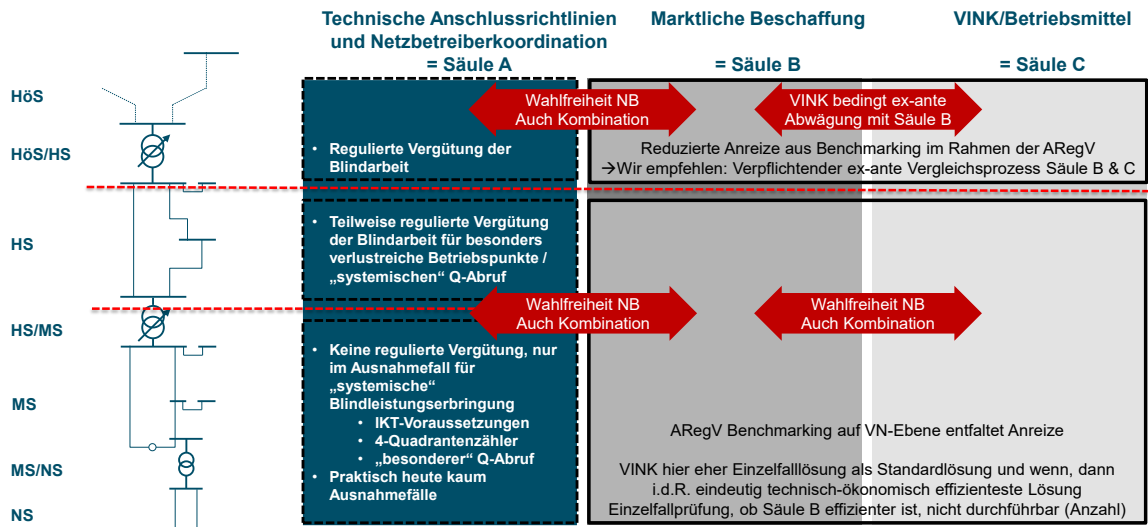
Beschaffungssäulen decken. Durch Säule A wird dem Netzbetreiber eine sichere und transaktionskostenarme Bezugsquelle der benötigten Blindleistung garantiert (entsprechend Status quo). Die Säule A umfasst dabei Blindleistungsbeiträge, die durch die technischen Anschlussrichtlinien (TAR) bzw. Anschlussbedingungen (TAB) vom Netzbetreiber insbesondere von Erzeugungsanlagen eingefordert werden können. Hierbei handelt es sich um ein einseitiges Optionsrecht des Netzbetreibers. Für die Bereitstellung der Blindleistungsbeiträge wird eine regulierte Vergütung vorgeschlagen, deren Höhe durch die Regulierungsbehörde festzulegen wäre. Die regulierte Vergütung soll vor allem Anreize schaffen, für die Netzbetreiber abzuwägen, ob die Blindleistungsbeiträge innerhalb der TAB tatsächlich vollumfänglich benötigt werden oder ob eine alternative Beschaffung im Rahmen von Säule B (oder C) effizienter ist. Hierdurch wird auch **innerhalb der TAB** die effiziente Abwägung von Beschaffungsoptionen sichergestellt, ohne dass dem Netzbetreiber gesicherte Blindleistungsquellen verloren gehen.

Gibt es mehrere potenzielle Erbringer, z.B. auch Lasten oder Speicher, welche lokal die Blindleistung wirtschaftlich zu Kosten unterhalb der Kosten der Säule A anbieten können, kann der Wettbewerb zu kostengünstigeren Blindleistungsangeboten führen. Folglich stimuliert die regulierte Vergütung in Säule A den Anreiz für den Netzbetreiber, die marktliche Beschaffung in Säule B zu wählen, sofern vor Ort Wettbewerb existiert. Umgekehrt begrenzt die regulierte Vergütung die Ausübung von Marktmacht, falls kein Wettbewerb besteht, da der Netzbetreiber dann die Blindleistung über Säule A innerhalb der TAB decken kann. Aufgrund der Lokalität des Blindleistungsbedarfs werden Situationen mit wenigen technisch geeigneten Erbringungsoptionen und folglich geringem Wettbewerb praktisch sehr relevant sein. Sollte im Rahmen von Säule A keine regulierte Vergütung festgelegt werden, müssen andere geeignete Maßnahmen zur Begrenzung von Marktmacht getroffen werden. Dies könnte beispielsweise eine Preisobergrenze sein, deren Festlegung in der Praxis jedoch ebenfalls herausfordernd ist. Aus Sicht der Gutachter ist die regulierte Vergütung in Säule A zu präferieren.

Außerhalb der TAB kann der Blindleistungsbedarf ausschließlich durch die marktliche Beschaffung (Säule B) oder eigene Netzbetriebsmittel (sog. VINK/ vollständig integrierte Netzkomponenten) gedeckt werden (Säule C). Letztere komplettieren das

Beschaffungskonzept und setzen wiederum eine obere Preis-schranke für die marktliche Beschaffung. Die Beschaffung von bzw. durch VINK entspricht der Säule C des Konzepts.

Nachstehende Abbildung stellt den Anwendungsbereich sowie das Zusammenspiel der drei Säulen schematisch dar.



Die drei Säulen sind grundsätzlich wie folgt ausgestaltet:

Säule A - Technische Anschlussrichtlinien und Netzbetreiberkoordination: Für Blindleistungsbeiträge, die Netzbetreiber von Bestands- und neuen Erzeugungsanlagen (EZA) im Rahmen der Technischen Anschlussbedingungen (TAB) (im Einklang mit den Technischen Anschlussregeln (TAR)) einfordern können, ist in **Teilbereichen eine regulierte Vergütung** vom Netzbetreiber zu zahlen. Eine regulierte Vergütung für Lasten erfolgt nicht, da diese gemäß den Vorgaben der TAR bisher keinen aktiven Beitrag zur Blindleistungsbreitstellung leisten, sondern unabhängig von den Blindleistungsflüssen im Netz einen „beliebigen“ Betriebspunkt im zulässigen PQ-Bereich einnehmen. Die regulierte Vergütung erfolgt bundesweit einheitlich, jedoch differenziert nach den Spannungsebenen. Der Erhalt der regulierten Vergütung setzt dabei voraus, dass ein dezidiertes Abrufverhalten der Blindleistungsbeiträge in den jeweiligen TAB des Netzbetreibers gefordert wird. Daher ist sie initial nur für Erzeuger und ggf. Speicher zu zahlen. Die eingeforderten Blindleistungsbeiträge sind durch den Erzeuger im Rahmen der TAB verpflichtend zu erbringen.

- In der **Höchstspannungsebene (HöS)** empfehlen die Gutachter (in Anlehnung an die heutige Praxis), die gesamte Blindarbeit innerhalb der TAB reguliert zu vergüten. Eine direkte Vergütung der Blindleistungskapazität erfolgt nicht, kann jedoch indirekt durch eine entsprechend hohe regulierte Vergütung der Blindarbeit erfolgen.
- In der **Hochspannungsebene (HS)** sehen die Gutachter die regulierte Vergütung nur für einen Teilbereich der Blindarbeit innerhalb der TAB vor. Nicht reguliert zu vergüten ist der Teilbereich, der entsprechend dem dimensionierungsrelevanten Leistungsfaktor des Erzeugers gemäß TAR zur Verfügung gestellt wird (keine Vergütung innerhalb des V-Profiles). Es wird nur die Blindarbeit innerhalb der TAB und außerhalb des Ausnahmebereichs reguliert vergütet. Eine direkte Vergütung der Kapazität erfolgt nicht.
- In der **Mittel- und Niederspannungsebene (MS und NS)** sehen die Gutachter aufgrund der fehlenden Effizienzsteigerung grundsätzlich keine regulierte Vergütung vor. Ausgenommen ist der Sonderfall besonders systemdienlicher Blindleistungsbereitstellung, hier erfolgt die Vergütung der Blindarbeit analog zur HS für einen Teilbereich. Praktisch ist dieser Fall mindestens kurzfristig jedoch weniger relevant.

Die Höhe der regulierten Vergütung je Spannungsebene ist durch die Regulierungsbehörde im Rahmen einer „Marktstudie“ festzulegen und sollte zyklisch (alle drei Jahre) überprüft werden. Die Gutachter haben hierfür Kriterien entwickelt, die für die Bestimmung der regulierten Vergütung zu berücksichtigen wären.

Säule B - Marktliche Beschaffung: Säule B sieht eine marktliche Beschaffung in der Weise vor, dass Leistung (Kapazität und/oder Arbeit) und Vergütung (Leistungs- und/oder Arbeitspreis) vollständig frei auf der Basis von Angebot und Nachfrage bestimmt werden. Hierdurch sind auch regional und lokal unterschiedliche Preise möglich und zu erwarten. Es besteht keine Pflicht zur Teilnahme an der marktlichen Beschaffung. Durch die Wechselwirkung mit der Säule A (Technische Anschlussrichtlinien und Netzbetreiberkoordination) sowie Säule C (Möglichkeit, eigene Betriebsmittel zur Spannungsregelung zu errichten) sind die Preise dabei aber praktisch nach oben limitiert. Es ist zu erwarten, dass sich effiziente Produkte und Anbieter am Markt durchsetzen werden, wodurch die Transaktionskosten der Säule B perspektivisch weiter sinken. Auf der HöS-Ebene

unterscheiden die Gutachter zudem zwischen einer kurzfristigen und einer langfristigen marktlichen Beschaffung. In Säule B können alle Anbieter (Erzeuger, Lasten, Speicher, etc.) ihre Blindleistung vermarkten. Dies gilt auch für Anbieter, die im Rahmen von Säule A keine regulierte Vergütung erhalten würden (z.B. Lasten).

Säule C - Beschaffung von vollständig integrierten Netzkomponenten (VINK): VINK stellen eine sichere und planbare Bezugsquelle des Netzbetreibers zur Deckung des Blindleistungsbedarfs dar. Im Verteilnetz ist der Netzbetreiber frei in der Entscheidung zur Errichtung einer VINK zur Deckung seines Blindleistungsbedarfs, da die Gutachter davon ausgehen, dass die Anreize aus der Netzentgeltregulierung (ARegV) ausreichen, um die Netzbetreiber intrinsisch zur effizienten Abwägung der drei Beschaffungssäulen zu motivieren. Diese Anreize sind auf der Höchstspannungsebene aus Sicht der Gutachter im Status quo jedoch reduziert. Deshalb wird dort ein verpflichtender Vergleichsprozess zur Abwägung zwischen den Säulen C und B in der langfristigen Beschaffung (sog. ex-ante Vergleichsprozess) empfohlen, um den Anforderungen der StrommarktRL an die marktliche Beschaffung von Blindleistung zu genügen und die volkswirtschaftliche effiziente Bedarfsdeckung anzureizen. Das Sicherheitsniveau im Rahmen der Bedarfsdeckung ist dabei weiterhin vom Netzbetreiber entsprechend seinen Kernpflichten festzulegen und bei der Abwägung der Alternativen zu berücksichtigen.

Vertikale Blindleistungsbereitstellung. Ein wichtiger Bestandteil des 3-Säulen-Konzepts ist zudem die gezielte und strukturierte vertikale Blindleistungsbereitstellung zwischen Netzbetreibern. Praktisch ist zu erwarten, dass insbesondere die gezielte vertikale Blindleistungsbereitstellung aus dem Hochspannungsnetz für das Übertragungsnetz von Relevanz ist und ggf. bereits kurzfristig zur Effizienzsteigerung beitragen kann. Die Koordination dieses Blindleistungsaustausches erfolgt im Status quo bereits teilweise, jedoch weder flächendeckend noch strukturiert. Vor dem Hintergrund der steigenden Anzahl an Erzeugern, flexiblen Lasten und Speichern im Verteilnetz muss dieser Aspekt jedoch strukturiert in einem zukünftigen Beschaffungssystem adressiert werden, um eine effiziente Beschaffung sicherzustellen. Grundsätzlich kann die gezielte vertikale Blindleistungsbereitstellung zwischen Netzbetreibern in Säule A oder in Säule B des Beschaffungskonzeptes verankert werden. Die Gutachter empfehlen im Ergebnis, die vertikale Blindleistungsbereitstellung

zwischen Netzbetreibern in Säule A zu integrieren, um rechtliche Unsicherheiten hinsichtlich der Vereinbarkeit mit den Vorgaben zum Unbundling zu reduzieren. Konkret ist angedacht, dass Teile des Blindleistungsbedarfs des Übertragungsnetzes durch die direkte vertikale Blindleistungsbereitstellung des HS-Netzbetreibers gedeckt werden, wenn dies effizient möglich ist. Hierzu bündelt der HS-Netzbetreiber das Blindleistungspotenzial seiner Netzebene und macht dieses für den Übertragungsnetzbetreiber nutzbar. Wichtig ist, dass diese Aufgabe vom HS-Netzbetreiber direkt übernommen wird, da nur dieser seine lokalen Netzrestriktionen kennt und somit die lokale Spannungshaltung trotz vertikaler Blindleistungsbereitstellung sicherstellen kann. Dabei hat der HS-Netzbetreiber prioritär die Spannungsqualität in seiner Netzebene sicherzustellen. Die darüber hinaus bestehenden Blindleistungsbedarfe bzw. Möglichkeiten können sowohl kurzfristig (insbesondere Abrufdimension) als auch langfristig (insbesondere Kapazitätsdimension) sein. Entsprechend der Partizipation und des Leistungsumfangs sehen die Gutachter für die Bereitstellung unterschiedliche Rollen des HS-Netzbetreibers (passiv, teilaktiv, aktiv) vor. Allen Rollen gemeinsam ist eine verpflichtende jährliche Abstimmung zwischen HöS- und HS-Netzbetreiber zur Koordination des Blindleistungsaustauschs zwischen den Netzebenen. Dieser Austausch entspricht teilweise der bereits heute gelebten Praxis, wird jedoch durch den jährlich verpflichtenden Austausch zur Fixierung des natürlichen Blindleistungsverhaltens des HS-Netzes sowie zugehörigen Vergütungen und/oder Pönalen strukturiert und flächendeckend eingeführt. Durch den jährlichen Austausch wird die Koordination zwischen den Netzebenen gestärkt und bisher ggf. ungenutzte Effizienzpotenziale gehoben. In der Praxis ist zudem denkbar, verstärkt auch eine langfristige Perspektive in den Austausch zu integrieren. Einheiten des Blindleistungsaustauschs sind bilateral zwischen den Netzbetreibern festzulegen. Sollte die vertikale Blindleistungsbereitstellung in Säule B des Konzeptes verankert werden, partizipiert der HS-Netzbetreiber in direkter Konkurrenz zu anderen Marktakteuren an der kurzfristigen und langfristigen marktlichen Beschaffung des Übertragungsnetzbetreibers. Hierzu nimmt er ebenfalls eine der drei zuvor genannten Rollen ein.

Eine analoge Pflicht zum regelmäßigen Austausch zwischen Netzbetreibern in den unterlagerten Netzebenen (Verteilnetz intern) sehen die Gutachter zunächst nicht vor. Insbesondere der Ansatz des natürlichen Betriebs zur Findung vertraglicher Grenzen zwischen Netzbetreibern wird jedoch explizit empfohlen. Der HS-Netzbetreiber kann damit zumindest einen Teilbereich seines natürlichen Verhaltens in den bilateralen Gesprächen mit dem nachgelagerten Netzbetreiber verankern und so vertraglich „weitergeben“, sodass er seinen Verpflichtungen gegenüber dem ÜNB besser nachkommen kann.

Das 3-Säulenkonzept mit Wahlfreiheit schafft einen Rahmen, der zum einen bewährte bzw. bereits existierende Elemente in einem Konzept strukturiert zusammenführt, sodass die Einführungsphase des Konzeptes trotz dessen Komplexität möglichst vereinfacht wird. Zum anderen erweitert das Konzept die heutigen Beschaffungsmöglichkeiten von Blindleistung bei Erhalt der hohen Systemsicherheit. Es schafft Effizienzanreize, aber keine Fehlanreize zu Lasten der Versorgungssicherheit und stimuliert somit die effiziente, transparente, diskriminierungsfreie und marktliche Beschaffung von Blindleistung, ohne Netzbetreiber in ihrer Souveränität einzuschränken. Es setzt die unionsrechtlichen Vorgaben der Strommarkttrichtlinie vollumfänglich um und ist zudem durch die zyklische Evaluation zukunftssicher.

Inhaltsverzeichnis

Hinweis	5
Executive Summary	6
Inhaltsverzeichnis	13
Abkürzungsverzeichnis	17
1 Hintergrund und Ziel des Beschaffungskonzeptes.....	19
1.1. Hintergrund des Beschaffungskonzeptes	19
1.2. Ziel des Beschaffungskonzeptes	23
1.2.1. Umsetzung Strommarktrichtline.....	24
1.2.2. Entwicklung eines zukunftssicheren Konzeptes	24
1.2.3. Effizienzsteigerung gegenüber dem Status quo.....	25
1.2.4. Berücksichtigung von Verteilungseffekten	25
1.3. Vorgaben der Strommarktrichtline	26
1.3.1. Marktgestütztes Verfahren	26
1.3.2. Transparenz	27
1.3.3. Diskriminierungsfreiheit	27
2 Rahmenbedingungen und Definitionen	29
2.1. Verhältnis zu den Vorgaben aus den Netzkodizes.....	29
2.2. Verhältnis eines Beschaffungskonzeptes zu den Vorgaben aus den TAR und Ausgestaltung in den TAB bzw. TMA	30
2.2.1. Einordnung der Begriffe TMA, TAR und TAB	31
2.2.2. Spielraum aufgrund von Bereichsvorgaben innerhalb der TAR	31
2.2.3. Abweichung von festen Werten der TAR.....	32
2.2.4. Rahmenbedingungen für Abweichungen von den TAR in Beschaffungskonzept der Regulierungsbehörde	39
2.2.5. Umsetzungsempfehlung für den VDE/ FNN bei der Anpassung der TAR	40

2.2.6. Rechtliche Bewertung der Vergütungsmöglichkeiten	42
2.3. Verhältnis eines Beschaffungskonzepts zur Beschaffung von VINK	43
2.4. Erbringung von Blindleistung durch andere Netzbetreiber	44
2.5. Definitionen	50
2.5.1. Volkswirtschaftliches Optimum und effiziente Beschaffung von Blindleistung	50
2.5.2. Bedarfsgerechtigkeit	51
2.5.3. Produkte, Kategorien, Produktgruppen	52
2.5.4. Spielraum, individuelle und einforderbare TAB	53
2.5.5. Statcom-Fähigkeit	56
2.5.6. Technische Fähigkeiten, Kapazität, Vorhaltung und Abruf	56
3 Einführung in das Beschaffungskonzept	57
3.1. Die drei Säulen der Beschaffung	58
3.1.1. Säule A: Technische Anschlussrichtlinien und Netzbetreiberkoordination	59
3.1.2. Säule B: Marktliche Beschaffung	61
3.1.3. Säule C: Beschaffung von VINK/Betriebsmitteln	64
3.2. Das 3-Säulen-Konzept mit Wahlfreiheit	67
3.3. Bedarfsgerechte und effiziente Kapazitätsanforderungen bei Neuanlagen	71
3.3.1. Effizienzpotenzial Kapazitätsanforderung	71
3.3.2. Wirkmechanismus Kapazitätsanforderung	74
3.3.3. Anwendungsvoraussetzungen	87
3.4. Bedarfsgerechter und effizienter VINK Zubau	89
3.4.1. Effizienzpotenzial VINK-Substitution	89
3.4.2. Wirkmechanismus VINK-Substitution	91
3.4.3. Anwendungsvoraussetzungen	95
3.4.4. Ausgestaltung des ex-ante Vergleichsprozesses	95

3.5. Bedarfsgerechter und effizienter Abruf aller Blindleistungspotenziale	97
3.5.1. Effizienzpotenzial Blindleistungsabruf.....	97
3.5.2. Wirkmechanismen Blindleistungsabruf	99
3.5.3. Anwendungsvoraussetzungen.....	100
3.6. Einordnung der Effizienzpotentiale	101
4 Details Säule A: Technische Anschlussrichtlinien und Netzbetreiberkoordination.....	105
4.1. Notwendigkeit einer regulierten Vergütung	106
4.2. Regulatorisch-technische Voraussetzungen für eine regulierte Vergütung	109
4.2.1. Bewertung der Nieder- und Mittelspannungsebene .	113
4.2.2. Bewertung der Hochspannungsebene.....	115
4.2.3. Bewertung der Höchstspannungsebene	117
4.3. Ausgestaltung der regulierten Vergütung.....	119
4.3.1. Theoretischer Hintergrund und Transfer	119
4.3.2. Kriterien zur Ermittlung der regulierten Vergütung ...	123
4.3.3. Praktische Einordnung auf der Nieder- und Mittelspannungsebene	127
4.3.4. Praktische Einordnung auf der Hochspannungsebene.....	136
4.3.5. Praktische Einordnung auf der Höchstspannungsebene.....	147
4.3.6. Keine regulierte Vergütung für Lasten	152
4.4. Variante: vertikale Blindleistungsbereitstellung in Säule A.....	154
5 Details Säule B und C: Marktliche Beschaffung und VINK	158
5.1. Detailbeschreibung der Rolle von VINK.....	159
5.2. Bedarfsbestimmung.....	161
5.2.1. Übertragungsnetz.....	162
5.2.2. Verteilnetz	166
5.3. Nieder- und Mittelspannung.....	170

5.4. Hochspannung	172
5.5. Höchstspannungsebene	173
5.5.1. Scheibe I: langfristige marktliche Beschaffung.....	176
5.5.2. Scheibe II: kurzfristige marktliche Beschaffung.....	188
5.6. Variante – vertikale Blindleistungsbereitstellung in Säule B.....	192
6 Übergreifende und weitere Aspekte.....	196
6.1. Beschaffung von „dynamischer“ Blindleistung	197
6.2. Übergangsprozesse	200
6.3. Bewertung möglicher Kosteneinordnungen der Beschaffungskosten der Netzbetreiber im Kontext der ARegV	203
6.4. Die Rolle von Aggregatoren.....	206
6.5. Anforderungen an die Marktstudie.....	207
7 Exkurs: Ausgestaltungsoptionen der vertikalen Bereitstellung von Blindleistung.....	210
7.1. Merkmale, Fokus und Zielstellung	210
7.2. Einordnung in die drei Säulen der Beschaffung	213
7.2.1. Mögliche Varianten im Rahmen des Beschaffungskonzepts	214
7.2.2. Gutachterliche Empfehlung	220
7.3. HS-Netzbetreiber im Kontext der vertikalen Blindleistungsbereitstellung	222
7.3.1. Der HS-VNB als „Potentialheber“	222
7.3.2. Rolle(n) des HS-Netzbetreibers in der vertikalen Blindleistungsbereitstellung	226
7.3.3. Übergang zwischen den Rollen	233
7.3.4. Ausgestaltungsoptionen der vertikalen Blindleistungsbereitstellung	236
7.3.5. Beschaffung zwischen VNB.....	236
8 Literaturverzeichnis	238

Abkürzungsverzeichnis

ARegV	Anreizregulierungsverordnung
Art	Artikel
AVR	automatische Generator-Spannungssollwertvorgabe (engl. Active Voltage Regulation)
AVR-Fähigkeit	Die Möglichkeit zur Bereitstellung von schneller Blindleistung im Sinne der <i>Dienstleistungen zur Spannungsregelung</i>
bK	Beeinflussbare Kostenanteile nach ARegV
BKartA	Bundeskartellamt
BNetzA	Bundesnetzagentur
dnbK	Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach ARegV
EE	Erneuerbare Energien
StrommarktRL	Strommarktrichtlinie: Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt
StrommarktVO	Strommarktverordnung: Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt
EZA	Erzeugungsanlagen
FSV	Freiwillige Selbstverpflichtung
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
kW	Kilowatt
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NB	Netzbetreiber
NC RfG	Network Code Requirements for Generators: Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger
NC ER	Network Code Emergency and Restoration: Verordnung (EU) 2017/2196 der Kommission vom 24. November 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes
NELEV	Verordnung zum Nachweis von elektrotechnischen Eigenschaften von Energieanlagen

NEP	Netzentwicklungsplan
NF-SDL	Nicht-frequenzgebundene Systemdienstleistung
Q	Blindleistung
SDL	Systemdienstleistung
TAB	Technische Anschlussbedingungen
TAR	Technische Anschlussregeln
TMA	Technische Mindestanforderungen
ÜN	Übertragungsnetz
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VINK	Vollständig integrierte Netzkomponenten
vK	Volatile Kostenanteile nach ARegV
VN	Verteilnetz
VNB	Verteilnetzbetreiber

1 Hintergrund und Ziel des Beschaffungskonzeptes

Nachfolgend wird auf den Hintergrund der Entwicklung des vorliegenden Blindleistungs-Beschaffungskonzeptes eingegangen. Anschließend werden die Ziele des Beschaffungskonzeptes beschrieben.

Zudem sei zu Beginn des Gutachtens betont, dass für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb jederzeit die Deckung des Blindleistungsbedarf für den Netzbetreiber sichergestellt sein muss. Diese technische Vorgabe begleitet das vorgestellte Beschaffungskonzept als übergeordnete Zielfunktion. Das Ziel des Beschaffungskonzeptes ist folglich nicht den Blindleistungsbedarf zu minimieren, reduzieren oder anzupassen, sondern die effiziente Deckung des Blindleistungsbedarfs im Sinne der StrommarktRL zu ermöglichen. Im vorgestellten Konzept sollen zudem auch bewährte bzw. bereits existierende Elemente strukturiert zusammengeführt werden.

1.1. Hintergrund des Beschaffungskonzeptes

Ziel. In diesem Bericht wird ein Konzept für die Beschaffung von Blindleistung im Kontext der Systemdienstleistung *Dienstleistungen zur Spannungsregelung* in Deutschland erarbeitet. Dies erfolgt vor dem Hintergrund der Richtlinie (EU) 2019/944 (StrommarktRL), die die marktgestützte, transparente und nicht-diskriminierende Beschaffung von nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen (NF-SDL) fordert. Die detaillierte Aufschlüsselung der Ziele erfolgt in Unterkapitel 1.2

Blindleistung im Kontext der NF-SDL Dienstleistung zur Spannungsregelung. Die Vorgaben der StrommarktRL beziehen sich auf die NF-SDL *Dienstleistungen zur Spannungsregelung*, die wie folgt definiert ist (siehe auch Begründung zum Gesetz zur marktgestützten Beschaffung von Systemdienstleistungen ¹):

Dienstleistungen zur Spannungsregelung sind Regelungshandlungen mit dem Ziel einen vom Netzbetreiber vorgegebenen Spannungs- oder Blindleistungssollwert einzuhalten. Diese Dienstleistungen können sich auf das Verhalten von Netznutzern am

¹ <http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/19/219/1921979.pdf>

Netzverknüpfungspunkt, auf HGÜ-Systeme, Transformatoren oder weitere Vorrichtungen beziehen. Die Bereitstellung von Blindleistung durch einen Anbieter (z.B. Erzeugungsanlage oder Verbraucher) ist dabei zum Zwecke der Spannungshaltung im Netz des relevanten Netzbetreibers zu verstehen, um schnelle (dynamische) und langsame (quasistationäre) Spannungsänderungen im Netz des Netzbetreibers in den vertraglichen Grenzen zu halten. Abzugsgrenzen davon ist die Einspeisung eines Blindstromes oder Kurzschlussstromes im Fehlerfall.

Diese kann grundsätzlich in drei verschiedene Kategorien zur Beeinflussung der Spannung untergliedert werden kann.

- **Kategorie 1:** Produktgruppen die Blindleistung zur Spannungsregelung verwenden, welche in Produkte zur Reaktion auf schnelle (dynamische) und langsame (quasistationäre) Spannungsänderungen im Netz unterschieden werden können
- **Kategorie 2:** Direkte Spannungssteuerung über Stufenschalter, Längsregler, FACTS o.ä. Betriebsmittel, welche die Spannung direkt (insbesondere durch Veränderung von Betriebsmittel- bzw. Leitungsparametern) beeinflussen ohne direkte Verwendung von Blind- oder Wirkleistung
- **Kategorie 3:** Produktgruppen die Wirkleistung zur Spannungsregelung verwenden

Im Rahmen des Aufgabenfeldes Spannungsregelung betrachten die Gutachter für die Beschaffung konkret die Kategorie 1: Blindleistung. Dienstleistungen zur direkten Spannungsregelung werden primär über Netzbetriebsmittel (bspw. die Stufung von Transformatoren) erbracht, sodass diese nicht marktbasierend beschafft werden müssen. Sekundär wird die Spannungsregelung auch über Transformatoren von Kraftwerksbetreibern erbracht. Da die Dienstleistungen dieser Kategorie 2 ohnehin kosteneffizienter als die Dienstleistungen der anderen Kategorien sind, sind diese marktbasierend nicht effizient beschaffbar. Wirkleistung(-sanpassungen) zur Spannungsregelungen (z.B. spannungsbedingter Redispatch) sind hingegen nicht an den Regelungen der StrommarktRL zu messen, sodass hierfür keine marktbasierende Beschaffung infrage kommt (vgl. auch gutachterliche Ausführungen zur Effizienzprüfung marktgestützter Beschaffung von nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen (NF-SDL) [1] für weitere Details).

Flexibles und volkswirtschaftlich effizientes Beschaffungssystem. Das vorliegende Beschaffungskonzept zur Blindleistungsbeschaffung strebt nach einem im volkswirtschaftlichen Sinne effizienten System zur Beschaffung von Blindleistung. Aufgrund des regionalen und spannungsebenen-spezifischen Charakters der Blindleistung, aber auch aufgrund des komplexen regulatorischen Hintergrundes, sollte ein derartiges Konzept über folgende Eigenschaften verfügen:

1. Flexibilität und Anpassungsfähigkeit

Die Flexibilität ist notwendig, um ein zukunftssicheres und situativ bedarfsgerechtes Beschaffungskonzept zu ermöglichen. Nur so kann ein Beschaffungssystem sowohl im heutigen Umfeld als auch zukünftig (weiterer Rückgang von konventioneller Erzeugung, steigende IKT Durchdringung im Verteilnetz., etc.) zur effizienten Beschaffung von Blindleistung im Sinne der StrommarktRL genutzt werden. Dies bedeutet insbesondere auch, dass das Beschaffungskonzept so ausgestaltet sein muss, dass sowohl der heutige als auch der zukünftige Bedarf effizient gedeckt werden kann. Hierfür ist eine differenzierte Betrachtung der einzelnen Spannungsebenen und Blindleistungsbereiche notwendig, da die effizienteste Lösung jeweils situativ ist. Dies bedeutet auch, dass für einzelne Teilbereiche Elemente einer nicht marktgestützten Beschaffung vorgesehen werden können, wenn dies volkswirtschaftlich effizient ist.

2. StrommarktRL Konformität

Das Beschaffungskonzept muss als Ganzes auch unter Berücksichtigung von Ausnahmebereichen und nicht-marktlichen Elementen die Vorgaben der StrommarktRL nach einer marktgestützten, transparenten und nicht-diskriminierende Beschaffung uneingeschränkt erfüllen.

3. Wahlfreiheit und Anreize statt Zwänge und Vorgaben.

Ein Beschaffungskonzept sollte ein Umfeld schaffen, in dem für alle Akteure (möglichst) intrinsisch die Motivation besteht, i.S. der volkswirtschaftlichen Effizienz zu agieren. Daher sollten die Anreize so gesetzt werden, dass die Netzbetreiber als Beschaffer bzw. Nachfrager der Blindleistung stets abwägen, ob die marktgestützte Beschaffung von Blindleistung eine effiziente Option ist oder ob eine alternative Deckung des Bedarfs wirtschaftlich

effizienter ist, ohne durch diese Abwägung Nachteile zu erfahren. Daher sollte weitestgehend auf Zwänge und Pflichten verzichtet werden und stattdessen versucht werden, die betriebswirtschaftlichen Anreize für die Akteure in Einklang mit dem volkswirtschaftlich effizienten Handeln zu bringen. Nur in Ausnahmefällen, wo dies nicht möglich ist, sollte von dieser Maxime abgewichen werden. Durch diesen Ansatz wird die Zukunfts- und Anpassungsfähigkeit des Konzeptes weiter gestärkt. Ein vergleichbar effizientes Beschaffungssystem, welches auf einem maximal detaillierten Vorgabenkonstrukt beruhen würde, ist aus Sicht der Gutachter illusorisch, da niemand die mannigfaltigen Aspekte der situativ stark heterogenen Situationen in der Gänze ihrer Komplexität überblicken kann und unzählige Ausnahmeregelungen und Sonderfälle notwendig wären. Daher ist die Ausarbeitung eines solchen Vorgabenkonstrukt aus Sicht der Gutachter ex-ante zum Scheitern verurteilt und würde darüber hinaus die unternehmerische Freiheit der Netzbetreiber und Anbieter signifikant einschränken.

4. Integration in den regulatorischen Rahmen

Ein adäquates Beschaffungskonzeptes berücksichtigt nicht nur die juristischen Leitplanken und den „Geist“ der StrommarktRL, sondern fügt sich auch in den Rahmen aus EnWG, Netzkodizes, NC-RfG und TAR sowie weiterer Leitplanken nahtlos ein². Dabei versucht es insbesondere, die unter 3. genannten Anreize für die (natürlichen Monopole der) Netzbetreiber mit denen aus der ARegV zu harmonisieren bzw. diese geschickt zu nutzen.

Das vorliegende Beschaffungskonzeptes stellt einen ambitionierten Versuch dar, ein praxistaugliches Beschaffungskonzept mit den oben beschriebenen Eigenschaften umzusetzen lässt jedoch zeitgleich gewisse Freiräume für alle Akteure bei der Ausgestaltung der marktlichen Beschaffung, um den individuellen Bedürfnissen und Gegebenheiten gerecht zu werden. Durch diesen Ansatz werden die drei identifizierten Effizienzpotentiale Bedarfsgerechte(r) und effiziente(r).

² Anderenfalls sollte etwaiger Anpassungsbedarf identifiziert und beschrieben werden.

1. Kapazitätsanforderung
2. VINK-Zubau bzw. effiziente Substitution von VINK
3. Blindleistungsabruf

systematisch adressiert (vgl. Unterkapitel 3.3 bis 3.5 für Details), wodurch Effizienzgewinne im Vergleich zum Status quo über alle möglichen Beschaffungsoptionen gehoben werden sollen. Dabei erhebt das Konzept nicht den Anspruch, alle Effizienzpotenziale vollumfänglich zu heben, was aus Gutachtersicht aufgrund praxisnaher Einschränkungen aktuell auch nicht möglich ist. Vielmehr soll das vorliegende Beschaffungskonzept die Beschaffung von Blindleistung initial auf strukturierte und praxisnahe Füße stellen, um ausgehend davon künftig evaluiert und weiterentwickelt zu werden.

Hinweis. Der Bericht enthält die gutachterlichen Empfehlungen für eine Beschaffung von Blindleistung und ist nicht als Vorentscheidung seitens BMWi und/oder BNetzA für ein bestimmtes Beschaffungskonzept zu verstehen. Gleichwohl sind die Gutachter überzeugt, einen zielführenden Lösungsvorschlag entwickelt zu haben, der die StrommarktRL umsetzt und die nachfolgend genannten Ziele erreicht.

Es wurden Gesetzesänderungen/-Anpassungen berücksichtigt, die bis zum 15.05.2021 in Kraft getreten sind.

1.2. Ziel des Beschaffungskonzeptes

Ziel des vorliegenden Beschaffungskonzeptes ist eine Umsetzung der StrommarktRL, die zu einer Beschaffung von Blindleistung führt, die dem volkswirtschaftlichen Optimum möglichst nahekommt (vgl. Abschnitt 2.5.1). Hierbei sind die gegebenen rechtlichen Voraussetzungen (vgl. Unterkapitel 2.2) und praxisnahen Rahmenbedingungen (vgl. Kapitel 5 zu berücksichtigen. Dabei wird die Beschaffung von *Blindleistung zur Spannungsregelung* als eine *Produktgruppe* von dreien im Bereich des NF-SDL-Aufgabenbereiches *Dienstleistungen zur Spannungsregelung* eingeordnet, wobei eine marktgestützte Beschaffung der anderen beiden Produktgruppen nicht infrage kommt (Details und Definitionen vgl. Abschnitt 2.5.3). Dennoch zielt das vorliegende Blindleistungsbeschaffungskonzept darauf ab, die o.g. Ziele für den gesamten NF-SDL-Aufgabenbereich zu erreichen.

Nachfolgend werden vier Teilziele formuliert, die aus der Sicht der Gutachter wichtige und implizite Teilziele o.g. Ziels darstellen.

1.2.1. Umsetzung Strommarkttrichtlinie

Das vorliegende Beschaffungskonzept dient der Umsetzung der StrommarktRL, mithin der marktgestützten, transparenten und diskriminierungsfreien Beschaffung von Blindleistung zur Spannungsregelung als einer Produktgruppe im NF-SDL-Aufgabenbereich *Dienstleistungen zur Spannungsregelung*. Da eine effiziente Beschaffung dieser Produktgruppe (im Status quo) möglich erscheint (vgl. Ausführungen der Gutachter zur kurzfristigen Effizienz der marktlichen Beschaffung von NF-SDL [1]), ist hierfür ein StrommarktRL-konformes Beschaffungskonzept zu entwickeln, welches zum gesamten regulatorischen Rahmen konform ist.

Die Gutachter weisen explizit darauf hin, dass eine Wertung der Vorgaben der Strommarkttrichtlinie nicht Bestandteil des gutachterlichen Auftrags ist. Ziel ist die Erarbeitung eines Beschaffungskonzeptes, welches die Vorgaben der StrommarktRL wertneutral und vollumfänglich bestmöglich umsetzt.

1.2.2. Entwicklung eines zukunftssicheren Konzepts

Da der Bedarf an Erbringern von Blindleistung zur Spannungsregelung maßgeblich vom Blindleistungsbedarf an sich abhängt und dieser Bedarf eine Funktion vieler Größen ist, die mit teils starker Unsicherheit im Zeitverlauf behaftet sind (z.B. Netz-, EE- oder Kraftwerksausbau), ist ein Teilziel die Entwicklung eines flexiblen Konzepts, welches einerseits ausreichend Wahlfreiheit und damit einhergehende Verantwortung für die Akteure sichert, andererseits aber auch durch den Regulierer (BNetzA) flexibel an sich ändernde Gegebenheiten angepasst werden kann. Diese Anpassungen sollen dabei nicht nur auf sich ändernde Bedarfe an Blindleistung zur Spannungsregelung, sondern auch auf sich ändernde Beschaffungskosten reagieren, mithin implizit Mengen- und Preisrisiken berücksichtigen können. Die oberste Priorität eines Netzbetreibers wird immer in der zuverlässigen Versorgung und damit einhergehend mit der Spannungshaltung verbunden sein. Der Grundsatz, dass jeder Netzbetreiber zunächst für seine Spannungshaltung verantwortlich ist, soll im Konzept erhalten bleiben. Zugleich sollen Anreize für eine netzebenübergreifende Sicht geschaffen werden. Dem Netzbetreiber müssen heute und in Zukunft immer ausreichend Möglichkeiten zur Beschaffung von Blindleistung zur Verfügung stehen.

1.2.3. Effizienzsteigerung gegenüber dem Status quo

Dem Hauptziel des Beschaffungskonzeptes entsprechend soll die Beschaffung von Blindleistung unter den gegebenen (rechtlichen) Rahmenbedingungen möglichst nahe am volkswirtschaftlichen Optimum liegen. Deswegen strebt es danach, die in weiteren (Kapitel 3) definierten und ggf. praktisch vorhandenen Effizienzpotentiale zu heben und somit insgesamt eine Effizienzsteigerung gegenüber der Situation vor (einer etwaigen) Einführung/Umsetzung des Konzeptes aus volkswirtschaftlicher Perspektive zu erreichen. Die Gutachter weisen jedoch darauf hin, dass keine explizite Quantifizierung der volkswirtschaftlichen Effizienz durchgeführt wurde. Zudem betonen die Gutachter auch, dass hiermit keine direkte Aussage über die heutige Effizienz getroffen wird. Ein Blindleistungsbeschaffungskonzept muss hier den Mindestanspruch haben die heutige Effizienz beizubehalten und das Ziel haben die Effizienz zu steigern und einen geordneten Rahmen für die Beschaffung von Blindleistung zu schaffen. Allein durch die Transparenz sowie den geordneten Rahmen wäre hier ein Mehrwert geschaffen und die Vorgaben der StrommarktRL erfüllt. Entsprechend bezeichnet der Status quo in diesem Bericht die Situation (der letzten Jahre) vor der Veröffentlichung dieses Berichtes, wobei die Gutachter hierunter auch die Situation der investiven Beschaffung von Blindleistung, d.h. der Beschaffung von Blindleistungskapazität für einen späteren Zeitpunkt, betrachten.

1.2.4. Berücksichtigung von Verteilungseffekten

Aus einer rein ökonomischen Perspektive betrachtet spielen Verteilungseffekte bei einer volkswirtschaftlichen Effizienzbewertung keine Rolle, da es lediglich auf die Gesamtwohlfahrt aller Stakeholder ankommt. Entsprechend des Ziels des Beschaffungskonzeptes sollen jedoch praxisnahe Rahmenbedingungen Berücksichtigung finden, sodass Verteilungseffekte bei der Ausgestaltung des Beschaffungskonzeptes nicht vollständig ausgeblendet werden können. So könnte bspw. ein Beschaffungskonzept im Extremfall nur marginal effizienter (i.S.v. Abschnitt 1.2.3) sein, jedoch zu signifikanten Verteilungseffekten führen, welche sich negativ auf die Akzeptanz des Konzeptes oder sogar allgemeiner auf die Umsetzung der Energiewende auswirken. Die Folgen dieser Akzeptanzminderung könnten also die marginalen Effizienzvorteile überkompensieren. Aus diesem Grund stehen bei der Bewertung des vorliegenden Beschaffungskonzeptes primär Verteilungseffekte zu Lasten der privaten Verbraucher im

Fokus und nur nachrangig solche zwischen Netzbetreibern und Betreibern von Stromerzeugungskapazitäten oder (sonstigen) Lasten (inkl. Speichern). Dabei werden auch räumliche Verteilungseffekte, die z.B. durch verschiedene Netzentgelte aufgrund von Blindleistungsbeschaffungskosten entstehen könnten, berücksichtigt.

1.3. Vorgaben der Strommarktrichtlinie

Nach den Vorgaben der StrommarktRL muss die Beschaffung von NF-SDL und damit auch von Blindleistung marktgestützt, transparent und diskriminierungsfrei erfolgen.

Die genannten Vorgaben zur Beschaffung von Blindleistung gelten nach Art. 40 Abs. 5 bis 8 StrommarktRL grundsätzlich für ÜNB. Für die VNB gelten weitgehend analoge Vorgaben aufgrund von Art. 31 StrommarktRL.

1.3.1. Marktgestütztes Verfahren

Eine „marktgestützte“ Beschaffung erfüllt die Voraussetzungen der StrommarktRL. Die Begriffe „**marktgestützt**“, „**marktlich**“ oder auch „**marktbasiert**“ werden als **Synonyme verwendet und sind inhaltlich deckungsgleich**.

Eine marktgestützte Beschaffung verlangt, dass es jedenfalls grundsätzlich einen Markt für die Beschaffung von NF-SDL gibt. Ein Markt ist im Wesentlichen dadurch gekennzeichnet, dass es zumindest auf Anbieter- und/oder Nachfragerseite mehrere Akteure gibt und der Preis und/oder die Menge durch diese frei bestimmt wird. Als mögliche Verfahren einer marktgestützten Beschaffung kommen grundsätzlich Ausschreibungen oder Auktionen sowie bilaterale Verhandlungen zwischen dem Netzbetreiber als Nachfrager und den Anbietern von NF-SDL in Frage. Ein marktgestütztes Verfahren verlangt wohl nicht zwingend eine vollkommen freie Preisbildung. Eine Festlegung von Preisen dürfte hingegen in dem Rahmen zulässig sein, in dem die Anbieter zumindest einen Spielraum haben, in dem sie den Preis mitbestimmen können. Unter Umständen kann ein marktgestütztes Verfahren auch bei der Festlegung eines Preises (regulatorisch oder durch den Netzbetreiber) aber einer freien Bestimmung der angebotenen Menge durch die potenziellen Teilnehmer an einem Beschaffungsverfahren vorliegen. In Ausnahmesituationen ist es sogar denkbar, dass nur ein Anbieter bei einem Nachfrager besteht, sofern

der Anbieter frei über die Teilnahme am Markt bestimmen kann und der Nachfrager auch Alternativen zur Beschaffung außerhalb der marktgestützten Beschaffung der NF-SDL hat. Bei der Beschaffung über bilaterale Verträge kann unterschieden werden zwischen Verfahren mit vorgegebenen/standardisierten Verträgen und Verfahren ohne standardisierte Verträge. Weitere Einzelheiten zur marktgestützten Beschaffung sind in [1] zu finden.

1.3.2. Transparenz

Das Verfahren der Beschaffung von NF-SDL muss außerdem transparent und diskriminierungsfrei erfolgen. Sofern die Einschätzung der Gutachter geteilt wird, dass bilaterale Verhandlungen/Verträge zwischen Netzbetreibern und Anbietern von NF-SDL auch als marktgestütztes Verfahren eingeordnet werden können, kommt diesen Kriterien der Transparenz und Diskriminierungsfreiheit eine wichtige Bedeutung zu.

Bei der Erbringung von NF-SDL bezieht sich die Transparenz grundsätzlich auf den Zugang zu allen Informationen, die für eine Erbringung von NF-SDL durch potenzielle Teilnehmer an marktgestützten Verfahren erforderlich sind. Vor der Erbringung einer NF-SDL, also in der Angebotsphase, bezieht sich dies etwa auf das Bedarfsvolumen, die technischen Voraussetzungen und Spezifikationen sowie alle sonstigen Bedingungen für die Erbringung der NF-SDL einschließlich von Verfahrensvoraussetzungen, Vertragsbedingungen und möglichen Preis- oder Mengenvorgaben. Nach der Entscheidung durch den Netzbetreiber, wer die NF-SDL zu welchen Bedingungen erbringt, können Informationen zu den potenziellen Teilnehmern des marktgestützten Verfahrens, die die NF-SDL erbringen, sowie den konkreten Preisen und Vertragsbedingungen und gegebenenfalls technischen Spezifikationen relevant sein.

1.3.3. Diskriminierungsfreiheit

Ein diskriminierungsfreies Verfahren bedeutet, dass Ungleichbehandlungen zwischen den potenziellen Teilnehmern an einem marktgestützten Verfahren ausgeschlossen werden müssen. Die StrommarktRL nennt dabei explizit auch Betreiber von EE-Anlagen und Energiespeichern sowie Anbieter von Laststeuerung und Aggregatoren als mögliche Marktteilnehmer. Die Diskriminierungsfreiheit bezieht sich auf den gesamten Prozess zur Erbringung von NF-SDL, von der

Information über die Nachfrage bis zur tatsächlichen Erbringung der NF-SDL. Wie auch beim allgemeinen Gleichheitsgrundsatz im nationalen Recht können Ungleichbehandlungen aber durch einen sachlichen Grund gerechtfertigt werden. Im Zusammenhang mit NF-SDL kann damit etwa der Ausschluss von Teilnehmern des marktgestützten Verfahrens oder auch bestimmten Technologien gerechtfertigt sein, die eine bestimmte NF-SDL nicht oder nur mit – im Vergleich zu anderen Teilnehmern des marktgestützten Verfahrens – unverhältnismäßigem Aufwand erbringen können. Ob eine Ungleichbehandlung gerechtfertigt ist, ist jeweils im Einzelfall zu prüfen.

2 Rahmenbedingungen und Definitionen

In diesem Kapitel werden wesentliche (rechtliche) Rahmenbedingungen für die Ausgestaltung eines Beschaffungskonzepts für Blindleistung dargestellt. Dabei wird insbesondere geprüft, ob sich aus den bestehenden Rechtsnormen Schranken oder Vorgaben ergeben, die bei der Ausgestaltung des Beschaffungskonzepts zu beachten wären.

2.1. Verhältnis zu den Vorgaben aus den Netzkodizes

Eine wichtige Frage bei der Ausgestaltung eines Beschaffungskonzepts ist, inwieweit die Vorgaben aus den Netzkodizes, insbesondere aus dem RfG zu beachten sind³. Nach Einschätzung der Gutachter ist dabei davon auszugehen, dass die Vorgaben der StrommarktRL zur Pflicht für die Schaffung eines marktgestützten Beschaffungskonzepts den Vorgaben aus den Netzkodizes grundsätzlich vorgehen. Dies ergibt sich aus der allgemeinen Normenhierarchie, wonach die StrommarktRL den Netzkodizes als abgeleitetem Recht vorgeht. Zudem sind die Normen der StrommarktRL im Hinblick auf die Beschaffungsverfahren spezieller. Bei einer zwingenden und umfassenden Vorgabe aus den Netzkodizes zur Beschaffung von NF-SDL dürften allerdings die Netzkodizes als speziellere Normen vorgehen und könnten somit die marktliche Beschaffung teilweise beschränken. Dennoch könnte auch bei zwingenden Vorgaben aus den Netzkodizes jedenfalls eine (regulierte) Vergütung für die Leistung gezahlt werden. Damit könnten die Kosten für die zu erbringende Leistung mit den Kosten einer durch eine marktliche Beschaffung erbrachte Leistung verglichen werden.

³ Für eine detaillierte Prüfung dieser Frage siehe den Bericht der Gutachter zur Effizienzprüfung [2]

2.2. Verhältnis eines Beschaffungskonzepts zu den Vorgaben aus den TAR und Ausgestaltung in den TAB bzw. TMA

Neben dem Verhältnis zu den Vorgaben aus den europäischen Netzkodizes stellt sich die Frage, in welchem Verhältnis die marktliche Beschaffung zu den TAR bzw. den individuell je Netzbetreiber festgelegten TAB stehen. Aus einer ökonomischen Perspektive stellt das Recht des Netzbetreibers, TAB festlegen zu können, die von den Anlagenbetreibern beim Netzanschluss und -betrieb eingehalten werden müssen, ein einseitiges Optionsrecht des Netzbetreibers dar. Eine ausschließliche Beschaffung von Blindleistung über dieses Optionsrecht wäre keine marktliche Beschaffung i.S. der StrommarktRL. Gleichzeitig betonen die Gutachter, dass dieses einseitige Optionsrecht eine transaktionskostenarme und effiziente Beschaffungsform ist, solange die entsprechenden Anreize zur Abwägung der marktlichen Beschaffung und zur bedarfsgerechten Nutzung dieses Optionsrechtes vorhanden sind. Das vorliegende Beschaffungskonzept zielt insbesondere darauf ab, diese Anreize zu setzen, um die marktliche Beschaffung zu forcieren, wenn dies volkswirtschaftlich effizient ist, ohne dieses Optionsrecht abzuschaffen oder einzuschränken.

Bevor aber in den kommenden Kapiteln auf das Konzept an sich eingegangen wird, stellt sich die Frage, welche Spielräume Netzbetreiber bei der Ausgestaltung ihrer Netzanschlussbedingungen in Form der *individuellen TAB* haben. Konkret stellt sich die Frage, inwieweit sie von den Vorgaben der TAR abweichen können, wenn dies für die Umsetzung eines effizienten Modells zur marktlichen Beschaffung erforderlich ist (vgl. Abschnitt 2.2.1). Deshalb wird in Abschnitt 2.2.2 diskutiert und bewertet, ob und unter welchen Bedingungen Netzbetreiber bei der Festlegung ihrer *individuellen TAB* Spielräume innerhalb der TAR haben. In Abschnitt 2.2.3 findet dann die rechtliche Analyse statt, inwiefern bei der Festlegung der *individuellen TAB* von den TAR abgewichen werden kann. Anschließend geben die Gutachter eine konkrete Umsetzungsempfehlung (Abschnitt 2.2.5). Schließlich wird in Abschnitt 2.2.6 praxisnah beschrieben, warum die Gutachter explizit keine Abschaffung des o.g. Optionsrechtes bzw. der TAR vorsehen.

2.2.1. Einordnung der Begriffe TMA, TAR und TAB

Netzbetreiber sind verpflichtet nach § 19 Abs. 1 EnWG technische Mindestanforderungen (TMA) selbst festzulegen. In der Praxis (insbesondere in der Niederspannung) werden diese auch als Technische Anschlussbedingungen (TAB) bezeichnet. Die TMA bzw. TAB müssen „unter Berücksichtigung“ der TAR, die in § 19 Abs. 4 EnWG als „allgemeine technische Mindestanforderungen“ definiert werden, erstellt werden.

Bei den o.g. Rechtsnormen ist insbesondere zwischen „**allgemeinen technischen Mindestanforderungen**“ und „**technischen Mindestanforderungen**“ zu **differenzieren**. Die „allgemeinen technischen Mindestanforderungen“ entsprechen den TAR, werden vom VDE verabschiedet und sind deutschlandweit gültig. Die „technischen Mindestanforderungen“ werden hingegen individuell je Netzbetreiber festgelegt. Sie bestimmen, welche technischen Spezifika der Netzbetreiber „mindestens“ von den Anlagen seines Netzes verlangt, damit sie angeschlossen und betrieben werden dürfen. Diese individuellen TMA des Netzbetreibers sind aus Sicht der Gutachter synonym mit dem Begriff TAB zu verwenden. In der NS wird in § 20 NAV, der die Allgemeinen Bedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz zur Entnahme von Elektrizität regelt, der Begriff der TAB ausdrücklich für die technischen Mindestanforderungen verwendet, die der Netzbetreiber unter gewissen Voraussetzungen (individuell) festlegen darf. Von daher ist der Begriff TAB aus Sicht der Gutachter besser geeignet, um „TMA“ von den „allgemeinen TMA“ verwechslungsfrei differenzieren zu können. **Nachfolgend wird deshalb ausschließlich der Begriff *individuelle TAB* für die individuellen TMA eines Netzbetreibers verwendet, um Unklarheiten zu vermeiden**, es sei denn, es sind direkte Zitate des EnWG.

2.2.2. Spielraum aufgrund von Bereichsvorgaben innerhalb der TAR

Die TAR legen als allgemeine TMA Anforderungen an Lasten, Erzeuger, Speicher und Mischanlagen fest. Alle diese Anlagen müssen diese Anforderungen qua Anlagenkonfiguration erfüllen, sofern der Netzbetreiber dies auch so in seinen *individuellen TAB* einfordert. Zum Teil geben die TAR aber auch Bereichsvorgaben oder Alternativen vor und jeder Netzbetreiber kann innerhalb dieser Bereichsvorgaben entscheiden, wie er seine *individuellen TAB* ausgestaltet.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die **Frage, inwieweit die Netzbetreiber schon gegenwärtig im Rahmen der bestehenden TAR einen eigenen Spielraum für Vorgaben zur Blindleistungsbereitstellung in ihren TAB haben.**

Die gegenwärtige Situation wird nachfolgend an **einem Beispiel** der Technischen Anschlussregel Mittelspannung (VDE-AR-N 4110) diskutiert. In Unterabschnitt 10.2.2.3 dieser TAR wird definiert, dass jede MS-Erzeugungsanlage in der Lage sein muss, Blindleistung in einem Bereich von einem $\cos(\varphi) = 0,95_{\text{untererregt}}$ bis zu einem $\cos(\varphi) = 0,95_{\text{übererregt}}$ bereitstellen zu können. Folglich muss die Anlage über eine gewisse Blindleistungskapazität verfügen. Gleichzeitig beschreibt die VDE-AR-N 4110 in Unterabschnitt 10.2.2.4 die möglichen Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung (d.h., Verfahren zum Abruf von Blindleistung), die der Netzbetreiber der Anlage vorgeben darf. Neben diesen Verfahren (u.a. die Q(U)-Kennlinie) wird auch beschrieben, dass ein „konstanter Verschiebungsfaktor $\cos(\varphi)$ von 1 am Netzanschluss zugrunde zu legen“ ist, wenn „der Netzbetreiber keine Vorgaben zum Verfahren macht“. Dies zeigt, dass jeder MS-Netzbetreiber bei der Wahl des Verfahrens zum Blindleistungsabruf in seinen TAB einen Spielraum hat. Vergleichbare Wahlfreiheiten finden sich auch auf den anderen Spannungsebenen (vgl. VDE-AR-N 4105, 4110, 4120 und 4130). Bei den in den TAR definierten Kapazitätsanforderungen gibt es hingegen praktisch keinen Spielraum.

Soweit sich Netzbetreiber bei der Umsetzung eines Beschaffungskonzepts innerhalb der Bereichsvorgaben in den TAR bewegen, weichen sie nicht von Vorgaben der TAR ab, sondern füllen lediglich die TAR aus. Dabei dürften grundsätzlich keine rechtlichen Probleme bestehen, da keine Abweichungen zum bestehenden Rechtsrahmen bestehen.

2.2.3. Abweichung von festen Werten der TAR

Problematisch ist allerdings, ob **eine Unterschreitung der in den TAR definierten festen Werten, insbesondere zu Kapazitätsanforderungen möglich ist.** Praktisch relevant wird dies etwa im Zusammenhang mit der Frage, ob grundsätzlich alle Anlagen, die z.B. mit einem konstanten $\cos(\varphi)$ von 1 als Regelverfahren parametrisiert werden, über eine entsprechende Wechselrichterdimensionierung für $\cos(\varphi) < 1$ verfügen müssen. Wenngleich es Argumente dafür gibt, dass die Umrichter dennoch für eine größere Blindleistung

dimensioniert werden, als es entsprechend des initial parametrisierten Abrufverfahrens nötig wäre, könnte hier künftig eine Möglichkeit bestehen, solche Anlagen mit entsprechend günstigeren Umrichtern (geringe Kapazität für die Blindleistung) auszustatten, um so investive Kosten zu sparen (vgl. Unterkapitel 3.3). Aus wirtschaftlicher Sicht sollte die Wechselwirkung zwischen operativer und investiver Beschaffung eines Netzbetreibers bei der Ausgestaltung eines Beschaffungskonzepts Berücksichtigung finden. Das bedeutet, dass Netzbetreiber genug Wahlfreiheit haben sollten, um die Beschaffung von Blindleistungskapazität und die Beschaffung des Blindleistungsabruf effizient durchführen zu können.

Dies soll an einem **Beispielfall** illustriert werden: An einem Standort sind drei Windenergieanlagen mit je 3 MW installierter Wirkleistung geplant. Es ist sicher (z.B. aufgrund räumlicher Limitationen), dass dort in den nächsten 20 Jahren keine weiteren Windenergieanlagen gebaut werden. Der Netzbetreiber ist sich sicher, dass er in den nächsten 20 Jahren nie mehr als 2,9 MVar Blindleistung abrufen wird. Die TAR fordern aber (im Beispiel) einen Umrichter für $\cos(\varphi) = 0,9$. Dies würde dazu führen, dass die kumulierte installierte Blindleistungskapazität der Anlagen 4,36 MVar beträgt.

Resultierende Fragestellungen. Das Beispiel zeigt, dass im Sinne eines effizienten Beschaffungskonzepts zu überprüfen ist, ob die Spielräume innerhalb der TAR ausreichend sind, um eine effiziente Abwägung der Netzbetreiber zu ermöglichen oder ob ggf. eine Abweichung von den TAR möglich ist bzw. möglich gemacht werden sollte. Das obige Beispiel führt also zu den Fragestellungen, ob

1. die Netzbetreiber in ihren individuellen TAB niedrigere Blindleistungskapazitätswerte festlegen dürfen, als dies in den Vorgaben der TAR gefordert ist.
2. die Anlagenbetreiber rechtlich überhaupt berechtigt wären, niedrigere Anforderungen als in den TAR umzusetzen und ob die aktuellen Regelungen der NELEV einer solchen Abweichung im Wege stehen.

Im Folgenden ist deshalb zu untersuchen, inwieweit bzw. unter welchen Voraussetzungen auch eine Abweichung von den TAR in den *individuellen TAB* eines Netzbetreibers möglich ist und inwiefern Anlagenbetreiber diesen Abweichungen folgen könnten.

Abweichung von § 19 EnWG

Eine Abweichung von den national vorgegebenen TAR könnte durch eigene Vorgaben innerhalb der *individuellen TAB* eines Netzbetreibers erfolgen. Netzbetreiber sind verpflichtet *individuelle TAB*⁴ selbst festzulegen. Diese *individuellen TAB* müssen „**unter Berücksichtigung**“ der TAR (die in § 19 Abs. 4 EnWG als „allgemeine technische Mindestanforderungen“ definiert werden) erstellt werden. Außerdem sind bei Erstellung die Vorgaben des § 17 EnWG (angemessene, diskriminierungsfreie und transparente Bedingungen) sicherzustellen. Beim Anschluss an das Niederspannungsnetz zur Entnahme von Elektrizität gelten für die *individuellen TAB* ergänzende Vorgaben nach der NAV, die allerdings für den Anschluss von Erneuerbare-Energien-Anlagen nicht anwendbar sind (§ 1 Abs. 1 S. 4 NAV).

Eine Abweichung von den TAR in den individuellen TAB des Netzbetreibers erscheint damit mit § 19 EnWG vereinbar. Denn § 19 sieht lediglich vor, dass die individuellen TAB die Vorgaben der TAR „berücksichtigen“. Dies könnte bei Abweichungen, die nicht grundlegend von den TAR abweichen, noch gewährleistet werden.

Abweichung von § 49 EnWG

Nach § 49 EnWG sind Energieanlagen so zu errichten und zu betreiben, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist. Dabei sind „**vorbehaltlich sonstiger Rechtsvorschriften**“ die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten. Nachfolgend stellt sich daher die Frage, ob Netzbetreiber ein Haftungsrisiko eingehen, wenn sie von den TAR abweichen.

Ausgangspunkt: Nachweispflicht des Netzbetreibers. Die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik wird vermutet, wenn die TAR eingehalten sind. Fordert der Netzbetreiber abweichende Parameter in seinen *individuellen TAB* (unter Einhaltung eventueller Grenzen in den EU-Netzkodizes), so könnte ggf. ein Haftungsrisiko bestehen. Denn wenn belegt wäre, dass wegen der abweichenden Parameter ein Schaden entstanden ist, müsste der Netzbetreiber nachweisen, dass die geforderten technischen Vorgaben in

⁴ Nach § 19 Abs. 1 EnWG werden diese als „technische Mindestanforderungen (TMA)“ bezeichnet, hier als *individuelle TAB*. Vgl. zur Begriffsverwendung Abschnitt 2.2.1

seinen TAB dem allgemein anerkannten Stand der Technik entsprechen, obwohl in den TAR ein anderer Wortlaut genutzt wird (nachfolgend „TAB-Nachweispflicht“).

Abweichung ist zu rechtfertigen, in der Praxis wäre Umsetzung aber fraglich. Dafür, dass eine Abweichung von den festen Werten der TAR den allgemein anerkannten Regeln der Technik entspricht, könnte insbesondere sprechen, dass der EU-Netzkodex RfG (Verordnung (EU) 2016/631) ausdrücklich Spielräume bei der Festlegung der Blindleistungskapazität vorsieht, indem die spezifische Netzsituation bei der Festlegung der Anforderungen an die Blindleistungskapazität berücksichtigt werden sollte⁵. Netzbetreiber dürften allerdings in der Praxis gleichwohl eher vorsichtig sein, Abweichungen vorzugeben, da der Nachweis, dass die Abweichung von den TAR noch den allgemein anerkannten Regeln der Technik entspricht, möglicherweise nicht möglich ist. Dies dürfte selbst dann gelten, wenn andererseits ein Beleg, dass der Schaden wegen der Abweichung von den Vorgaben der TAR entstanden ist, schwierig zu erbringen wäre.

Diskussion: Festlegung der BNetzA möglich? Die Vorgaben des § 49 EnWG gelten allerdings insgesamt nur **„vorbehaltlich anderer Rechtsvorschriften“**. Eine Abweichung von § 49 EnWG und damit auch von den allgemein anerkannten Regeln der Technik insgesamt ist also möglich, wenn dies durch andere Rechtsvorschriften vorgegeben ist.

⁵ Erwägungsgrund Nr. 24 NC RfG (Verordnung (EU) 2016/631): „Der Bedarf an Blindleistungskapazität hängt von mehreren Faktoren wie etwa dem Vermaschungsgrad des Netzes und dem Verhältnis zwischen Einspeisung und Verbrauch ab, was bei der Festlegung der Anforderungen an die Blindleistungskapazität berücksichtigt werden sollte. Unterscheiden sich die Merkmale regionaler Netze innerhalb des Verantwortungsbereichs eines Netzbetreibers, könnte es sinnvoll sein, mehrere Profile festzulegen. So ist eine Blindleistungserzeugung („nacheilender“ Leistungsfaktor) bei Überspannungen und eine Blindleistungsaufnahme („voreilender“ Leistungsfaktor) bei Unterspannungen möglicherweise nicht erforderlich. Anforderungen an die Blindleistung können mit Beschränkungen für die Auslegung und den Betrieb von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung verbunden sein. Daher ist es wichtig, die für einen effizienten Netzbetrieb tatsächlich erforderlichen Kapazitäten gründlich zu prüfen.“

Fraglich ist, ob als Rechtsvorschriften auch die Rechtsnormen zur Beschaffung von NF-SDL, insbesondere auch die Festlegungen der BNetzA zu den Beschaffungskonzepten, in Betracht kommen.

In der Kommentarliteratur zu § 49 EnWG wird ausgeführt, dass durch den Vorbehalt der sonstigen Rechtsvorschriften geregelt werden soll, dass „sämtliche Rechtsvorschriften, die auf Energieanlagen anwendbar sind, einschließlich der darauf gestützten behördlichen Maßnahmen und Anordnungen zu beachten sind und Vorrang haben vor den Anforderungen nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik“⁶. Festlegungen wären danach als behördliche Maßnahmen also auch von dem Vorbehalt der sonstigen Rechtsvorschrift in § 49 EnWG erfasst. Auch im Rahmen des § 65 EnWG, der ebenfalls Bezug auf Rechtsvorschriften nimmt, ist anerkannt, dass Rechtsvorschriften umfassend neben Rechtsverordnungen u.a. auch individuell-konkrete Verwaltungsakte, die auf der Grundlage des EnWG erlassen worden, erfasst⁷. Allerdings könnte man rechtsdogmatisch in Frage stellen, ob Festlegungen als Rechtsvorschriften einzuordnen sind, da sie nach allgemeiner Auffassung wie Allgemeinverfügungen gelten. Allgemeinverfügungen haben aber einen konkret-generellen Rechtscharakter und regeln nicht abstrakt-generell wie eine Rechtsvorschrift. Tatsächlich sind Festlegungen in ihrem Regelungsgehalt allerdings vielfach wohl auch als abstrakt-generelle Regelungen einzuordnen. Auch der BGH hat etwa zu den Festlegungen zu Netzzugangsbedingungen entschieden, dass die BNetzA damit Netzzugangsbedingungen in abstrakt-genereller Form erlassen kann⁸.

⁶ Theobald/Kühling/van Rienen/Wasser, 107. EL Juli 2020, EnWG § 49 Rn. 22

⁷ Theobald/Kühling/Theobald/Werk, 107. EL Juli 2020, EnWG § 65 Rn. 2 unter Verweis auf Salje, EnWG, § 65 Rn. 12; Hanebeck, in: Britz/Hellermann/Hermes EnWG, § 65 Rn. 4.

⁸ BGH, Beschluss vom 5.10.2010 – EnVR 52/09.

Im Ergebnis spricht nach Auffassung der Gutachter zwar viel dafür, dass Festlegungen der BNetzA als Rechtsvorschrift i.S.d. § 49 EnWG gelten und somit durch Festlegung Abweichungen von den Vorgaben des § 49 EnWG geregelt werden könnten. Mangels eindeutiger Rechtsprechung oder Behördenpraxis verbleibt dabei allerdings ein gewisses rechtliches Risiko, ob solche Abweichungen durch eine Festlegung der BNetzA tatsächlich vorgegeben werden können.

Abweichung von der NELEV durch Anlagenbetreiber aktuell nicht möglich

Selbst wenn Netzbetreiber in ihren *individuellen TAB* von festen Werten der TAR bzgl. der Blindleistungskapazität abweichen, stellt sich die Frage, ob Anlagenbetreiber diese Anforderungen überhaupt umsetzen dürfen. Auf Grundlage der Vorgaben der NELEV ist dies aktuell aus Gutachtersicht wohl nicht möglich.

Erzeugungsanlagen- und Speicher-Betreiber müssen nach **§ 2 Abs. 1 NELEV** dem Netzbetreiber nachweisen, dass die „**allgemeinen technischen Mindestanforderungen** nach § 19 EnWG eingehalten“ werden (nachfolgend „NELEV-Nachweispflicht“). Dies ist der Fall, wenn die TAR eingehalten werden. Bei dem Nachweis, ob die technischen Mindestanforderungen eingehalten werden, sind **„vorbehaltlich anderer Rechtsvorschriften“** die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten (§ 3 Abs. 1 NELEV). Dabei findet gem. § 3 Abs. 2 NELEV § 49 EnWG Anwendung. **Fehlt der Nachweis, dass die „allgemeinen technischen Mindestanforderungen“ eingehalten sind, müssen die Netzbetreiber die endgültige Betriebserlaubnis verweigern (§ 4 NELEV).**

§ 2 Abs. 1 NELEV regelt die materiellen Anforderungen, die Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber als Voraussetzung für den Netzananschluss nachzuweisen haben.⁹ Dabei legt § 2 Abs. 1 NELEV fest, dass die *allgemeinen* technischen Mindestanforderungen, also die TAR, einzuhalten sind.

⁹ Verordnungsbegründung zur NELEV, Bundesrat Drucksache 350/17, S. 9.

Ein Vorbehalt, dass diese Anforderungen vorbehaltlich sonstiger Rechtsvorschriften einzuhalten sind oder dass lediglich die individuellen technischen Mindestanforderungen des Netzbetreibers einzuhalten sind, enthält § 2 Abs. 1 NELEV gerade nicht. Es sind also unbedingt die Vorgaben der TAR einzuhalten.

Der Vorbehalt der „sonstigen Rechtsvorschriften“ ist lediglich in § 3 Abs. 1 NELEV enthalten. § 3 NELEV regelt allerdings nur das Nachweisverfahren und nicht die inhaltlichen Voraussetzungen.¹⁰

Im Ergebnis würden daher Abweichungen von festen Werten in den TAR, selbst wenn sie in individuellen TAB des Netzbetreibers geregelt wären, dazu führen, dass die inhaltlichen Voraussetzungen der NELEV nicht eingehalten wären. Damit müsste der Netzbetreiber den Netzanschluss gemäß § 4 NELEV verweigern. Eine Abweichung von den festen Vorgaben der TAR würde also den Netzanschluss von Erzeugungsanlagen grundsätzlich verhindern. **Um dies auszuschließen, wäre nach Einschätzung der Gutachter eine Änderung der NELEV erforderlich.**

Regelungsvorschlag für die NELEV, um Abweichungen durch Anlagenbetreiber zu ermöglichen

Eine Abweichung von den TAR würde nach Einschätzung der Gutachter zwingend erfordern, dass die **NELEV** angepasst würde, damit Abweichungen von den TAR durch Vorgaben des Netzbetreibers auch vom Anlagenbetreiber umgesetzt werden können und nicht die endgültige Betriebserlaubnis durch solche Abweichungen verhindert wird. Hierfür müsste § 2 NELEV derart geändert werden, dass der Nachweis nach der NELEV für Erzeugungsanlagen- und Speicherbetreiber als erbracht angesehen würde, wenn die Energieanlage den *individuellen TAB* des jeweiligen Netzbetreibers entsprechen.

¹⁰ In § 3 ist in Absatz 1 festgelegt, dass beim Nachweis der Einhaltung der erforderlichen Eigenschaften die allgemein anerkannten Regeln der Technik einzuhalten sind. Dies beinhaltet alle möglicherweise notwendigen Nachweisschritte, auch das Ausstellen eines Nachweisdokuments für Erzeugungsanlagen von einer akkreditierten Zertifizierungsstelle und die Überprüfung von Simulationsmodellen für das Verhalten von Erzeugungsanlagen.“ (Bundesrat Drucksache 350/17, S. 10.

2.2.4. Rahmenbedingungen für Abweichungen von den TAR in Beschaffungskonzept der Regulierungsbehörde

Vor dem Hintergrund der vorstehenden Erwägungen geht der vorliegende Bericht also von folgenden Rahmenbedingungen für die Einführung eines rechtlich verbindlichen Beschaffungskonzeptes durch die Regulierungsbehörde aus:

1. Netzbetreiber besitzen folgende Freiheitsgrade bei der Ausgestaltung ihrer *individuellen TAB*: Innerhalb der TAR gibt es einen Spielraum bzgl. des Blindleistungsabrufs bzw. bei der Wahl des Blindleistungsabrufverfahrens. Unter Berücksichtigung des RfG scheint zudem ein Abweichen von den festen Werten hinsichtlich Anforderungen an die Blindleistungskapazität unter Berücksichtigung der TAR nach § 19 Abs. 1 EnWG bzw. § 20 NAV möglich.
2. Die Gutachter gehen davon aus, dass Netzbetreiber *individuelle TAB* erlassen können, die geringere Blindleistungskapazitätsanforderungen als die TAR an ihre Netznutzer stellen. Ein Haftungsrisiko der Netzbetreiber kann in diesem Fall aber nicht sicher ausgeschlossen werden,
3. Bei Abweichungen von den TAR in den individuellen TAB muss ausgeschlossen werden, dass eine Verweigerung der Betriebserlaubnis nach der NELEV erfolgt. Hierzu ist die NELEV derart anzupassen, dass der Nachweis nach der NELEV für EZA- und Speicher-Betreiber als erbracht angesehen würde, wenn die Energieanlage den *individuellen TAB* des jeweiligen Netzbetreibers entsprechen.
4. Unabhängig von möglichen Abweichungen von den TAR können Netzbetreiber innerhalb der nach den TAR vorgegebenen Parametern zur Blindleistungskapazität geringere Anforderungen für den Betrieb (Blindleistungsabruf) stellen. Dabei dürfte es sich aber nicht um Abweichungen von den TAR bzw. den „allgemeinen TMA“ handeln, sondern um eine Ausnutzung bestehender Spielräume innerhalb der TAR. Dabei ist außerdem zu berücksichtigen, dass auch bei einem geringen betrieblicher Kapazitätsabruf die Kapazität dennoch errichtet werden muss, wodurch Ineffizienzen entstehen können, wie in Kapitel 3 näher beleuchtet wird.

2.2.5. Umsetzungsempfehlung für den VDE/ FNN bei der Anpassung der TAR

Die gegenwärtig durch die TAR definierten Anforderungen können lokal ggf. zu groß bemessen sein. Daher ist es aus Sicht der Gutachter erforderlich, dem Netzbetreiber in seinen *individuellen TAB* Abweichungen von den TAR zu ermöglichen, sofern er dies für effizient erachtet. Hierdurch können Effizienzpotenziale ausgenutzt werden (vgl. Unterkapitel 3.3 bis 3.5). Derartige Abweichungen sind gegenwärtig aber mit Rechtsunsicherheiten für die Netzbetreiber verbunden.

Die Gutachter empfehlen daher, dass konkrete Vorgaben gemacht werden, damit Netzbetreiber in ihren *individuellen TAB* von den in den gegenwärtigen TAR enthaltenen Vorgaben abweichende Regeln rechtssicher treffen können. Während eine Umsetzung durch eine Festlegung der BNetzA als "sonstige Rechtsvorschrift" (geringe) rechtliche Risiken mit sich bringt, erscheint eine unmittelbare Anpassung der TAR durch die zuständigen Gremien des VDE/ FNN als insgesamt rechtssicherste Variante. Hierfür spricht auch, dass damit eine Änderung der NELEV nicht erforderlich ist.

Für die inhaltliche Umsetzung einer Anpassung der TAR sind grundsätzlich zwei Varianten denkbar:

1. Die Festlegung von maximalen und minimalen Werten, die diejenigen der TAR ersetzen.
2. Eine Klarstellung, dass Netzbetreiber in ihren *individuellen TAB* Betriebs- oder Dimensionierungsparameter (wie bspw. die geforderte Blindleistungskapazität) unterhalb der vorgeschriebenen Werte einfordern dürfen.

In beiden Fällen wären Abweichungen von den TAR in den *individuellen TAB* des Netzbetreibers möglich, ohne dass eventuelle Haftungsrisiken für den Netzbetreiber selbst oder für die Netzanschlusnehmer bestehen.

Das Recht zur allgemeinen Einforderung von technischen Anschlussbedingungen durch den Netzbetreiber soll generell erhalten bleiben (vgl. Einleitung Unterkapitel 2.2 und Abschnitt 2.2.3). Dieses einseitige Optionsrecht des Netzbetreibers ist eine transaktionskostenarme und effiziente Beschaffungsform, solange die entsprechenden Anreize zur Abwägung der marktlichen Beschaffung und zur

bedarfsgerechten Nutzung dieses Optionsrechtes vorhanden sind. Das vorliegende Beschaffungskonzept zielt insbesondere darauf ab, diese Anreize zu setzen, um die marktliche Beschaffung zu forcieren, ohne dieses Optionsrecht abzuschaffen. Aktuell sind aber aus Sicht der Gutachter insbesondere die fixen kapazitiven Anforderungen an Blindleistung in den TAR problematisch, da Netzbetreiber diese grundsätzlich einfordern müssen, selbst wenn sie langfristig keinen operativen Abruf der Blindleistung planen. So scheint es fraglich, ob grundsätzlich alle Anlagen, die z.B. mit einem konstanten $\cos(\varphi)$ von 1 als Regelverfahren parametrierbar sind, über eine entsprechende Wechselrichterdimensionierung für $\cos(\varphi) < 1$ verfügen müssen. Wenngleich es Argumente dafür gibt, dass die Umrichter dennoch für eine größere Blindleistung dimensioniert werden, als es entsprechend des initial parametrisierten Abrufverfahrens nötig wäre, könnte hier künftig eine Möglichkeit bestehen, solche Anlagen mit entsprechend günstigeren Umrichtern (geringe Kapazität für die Blindleistung) auszustatten, um so investive Kosten zu sparen. Somit können aus volkswirtschaftlicher Perspektive ineffizient hohe Blindleistungskapazitätsanforderungen vermieden werden, die entstehen, wenn pauschal alle (Neu-)anlagen mit den gegenwärtig in den TAR festgelegten Blindleistungskapazitätsanforderungen ausgelegt werden (vgl. [2]).

Daher schlagen die Gutachter vor, dass der VDE/ FFN im Rahmen der Überarbeitung der geltenden TAR regelt, dass Netzbetreiber bei ihren *individuellen TAB* geringere Blindleistungskapazitätsanforderungen als die gegenwärtig in den TAR vorgegebenen Werte festlegen dürfen, solange dieser Wert mit den minimalen Vorgaben des laut TAR zulässigen Abrufverhaltens übereinstimmt. Ist also z.B. ein $\cos(\varphi)$ von 1 als Regelverfahren zulässig, kann ein Netzbetreiber auch auf die Einforderung von Blindleistungskapazität verzichten. Diese Empfehlung entspricht der o.g. Variante 2. Die Variante 1 (feste Werte) sollte nur in Ausnahmefällen und nach sorgsamer Prüfung gewählt werden. Insbesondere empfehlen die Gutachter, eine Abweichung von den TAR im Sinne höherer Kapazitätsanforderungen, also einer Ausweitung des Optionsrechtes der Netzbetreiber, grundsätzlich nicht zu ermöglichen. Dies sollte bei Missachtung der gutachterlichen Empfehlung nur dann erwogen werden, wenn es eine (sehr) hohe regulierte Vergütungspflicht gibt. Diese Empfehlung ist umso berechtigter, da die Festlegung dieser Werte nicht die (Kern-)Kompetenz der BNetzA ist bzw. diese Entscheidung besser durch z.B. die

TAR (und RfG) getroffen wird. Die Gutachter empfehlen auch nicht die Vorgabe eines mindestens zu forderndem Wert unterhalb der Vorgaben der TAR.

Die TAR erscheinen aufgrund ihrer generellen Rolle auch gut geeignet, entsprechende Vorgaben zu machen. In den TAR werden deutschlandweit *einforderbare TAB* durch den VDE FNN je Spannungsebene erlassen. Durch diesen zentralen Ansatz wird der Aufwand je Netzbetreiber reduziert und ein sicherer und zuverlässiger Systembetrieb deutschlandweit ermöglicht. Die TAR bieten den Vorteil von Standardisierung, Reserve für Unsicherheiten im Betrieb und sind dabei so konzipiert, dass sie passende Vorgaben auch für teilweise sehr heterogene Versorgungsaufgaben machen. Dabei gelten für jede Spannungsebene separate Vorgaben bezüglich der geforderten Kapazität der Netzanschlussnehmer sowie deren Regelverhalten. Aus technischer Sicht werden die TAR so gewählt, dass die Fälle und Versorgungsaufgaben, die durch die TAR nicht vollständig abgedeckt werden können, einerseits sehr selten und andererseits leicht ermittelbar sind. Die Vorgabe von TAR ist daher grundsätzlich effizient und zielführend insbesondere so lange sichergestellt ist, dass die Netzbetreiber hinreichende Anreize dazu haben ihre *individuellen TAB* bedarfsgerecht auszugestalten. Wie bereits praktiziert, sind diese Vorgaben regelmäßig entsprechend den Entwicklungen im Stromsystem anzupassen.

Neben den genannten Vorteilen muss beim zentralen Ansatz jedoch auch beachtet werden, dass die durch die TAR definierten Anforderungen lokal zu groß bemessen sein können. Daher ist es aus Sicht der Gutachter erforderlich, dem Netzbetreiber in seinen *individuellen TAB* Abweichungen von den TAR zu ermöglichen, sofern er dies für effizient erachtet. Hierdurch können Effizienzpotenziale ausgenutzt werden (vgl. Unterkapitel 3.3 bis 3.5).

2.2.6. Rechtliche Bewertung der Vergütungsmöglichkeiten

Wie in Absatz 2.2.5 ausgeführt sieht das vorliegende Beschaffungskonzept nicht vor, die TAR bzw. das einseitige Optionsrecht des Netzbetreibers zur Forderung von technischen Eigenschaften oder Kapazität abzuschaffen oder grundlegend zu ändern. Dieses Optionsrecht ist, wie erläutert, aus Gutachtersicht eine transaktionskostenarme und effiziente Beschaffungsform, solange die entsprechenden

Anreize zur Abwägung der marktlichen Beschaffung (und von VINK) sowie zur bedarfsgerechten Nutzung dieses Optionsrechtes vorhanden sind. Das vorliegende Beschaffungskonzept zielt jedoch darauf ab, im Rahmen der bestehenden Rechte der Netzbetreiber nach den TAR hinreichende Anreize zu setzen, um die marktliche und damit eine volkswirtschaftlich insgesamt effiziente Beschaffung zu forcieren. Eine wesentliche Grundlage für solche Anreize ist die Möglichkeit, durch ein Beschaffungskonzept eine regulierte Vergütung für die Bereitstellung von Blindleistung festzulegen.

Eine regulierte Vergütung für Leistungen, die nach den TAR - bzw. nach den *individuellen TAB* der Netzbetreiber vorgegeben werden können, begegnet keinen grundlegenden rechtlichen Bedenken. Auf europäischer Ebene stellen die Verordnungen zu den Netzkodizes harmonisierte technische Vorgaben über den Netzbetrieb auf. Dies betrifft auch Vorgaben für die Blindleistung, die sich insbesondere aus dem NC RfG ergeben. Allerdings regeln die Netzkodizes die Frage des Kostenersatzes für die Erfüllung von Pflichten gerade nicht. Daher können diese auch keine abschließenden verbindlichen Vorgaben zum möglichen Kostenersatz machen. Es ist daher Sache jedes einzelnen Mitgliedstaates zu entscheiden, ob für - nach den Netzkodizes zu erbringende - Leistungen ein Kostenersatz geleistet werden kann oder muss. Damit ist der nationale Gesetzgeber grundsätzlich frei, Vergütungen für die Erfüllung technischer Vorgaben nach den Netzkodizes festzulegen. Auch aus dem nationalen Recht sind keine zwingenden Vorgaben erkennbar, die eine regulierte Vergütung für die Bereitstellung von Blindleistung generell fordern oder ausschließen. Es ist lediglich sicher zu stellen, dass sich die Vorgaben in die allgemeinen Befugnisse der Netzbetreiber über technische Vorgaben in § 19 EnWG einfügen. Zudem sind ggf. Anpassungen des regulatorischen Rahmens erforderlich, insbesondere im Hinblick auf die Berücksichtigung der Kosten in den Netzentgelten, was aber hier nicht Gegenstand der Prüfung ist

2.3. Verhältnis eines Beschaffungskonzepts zur Beschaffung von VINK

Eine weitere wichtige Frage ist, in welchem Verhältnis ein marktliches Beschaffungskonzept im Verhältnis zur Beschaffung von VINK steht. Nach Art. 40 Abs. 5 bzw. Art. 31 Abs. 7 StrommarktRL gilt die

„Verpflichtung zur Beschaffung von NF-SDL nicht für VINK“. Aufgrund der Auslegung der Richtlinie gehen die Gutachter aber davon aus, dass auch **bei der Beschaffung durch VINK eine effizienzorientierte Abwägung im Vergleich zur sonstigen marktgestützten Beschaffung erforderlich** ist. Dies ergibt sich im Wesentlichen aus dem Sinn und Zweck der Regelungen zur Beschaffung von NF-SDL, die als Grundsatz eine marktgestützte Beschaffung vorsehen, die ansonsten weniger effizient ausfallen könnte. Zudem ergibt sich dies aus allgemeinen Rechtsgedanken wie der Effizienz des Netzbetriebs und dem Vorrang des wettbewerblichen Handelns im Energiemarkt, die sich insbesondere auch in den Regeln zur Beschaffung von NF-SDL in Art. 40 StrommarktRL widerspiegeln. Bei der Ausgestaltung der Effizienzprüfung für VINK hat der Mitgliedstaat allerdings einen weiten Gestaltungsspielraum. Denn genaue Vorgaben dazu sind nicht in der Richtlinie enthalten.

Im Rahmen des entwickelten Beschaffungskonzeptes gehen die Gutachter davon aus, dass für VINK „eine effizienzorientierte Abwägung im Vergleich zur sonstigen marktgestützten Beschaffung erforderlich ist“ (vgl. die ausführliche rechtliche Herleitung dieser Annahme in den gutachterlichen Ausführungen zur Effizienzprüfung, [1]). Zur Umsetzung dieses Abwägungsprozesses sei auf Kapitel 3 und 5 verwiesen.

2.4. Erbringung von Blindleistung durch andere Netzbetreiber

Im Rahmen der Überlegungen zu einem marktlichen Beschaffungskonzept käme als eine Option auch in Betracht, dass die Beschaffung von Blindleistung nicht nur von Anlagenbetreibern erfolgt, sondern ggf. die Netzbetreiber auch Blindleistung bei nachgelagerten Netzbetreibern beschaffen könnten. Diese Option könnte allerdings nur dann berücksichtigt werden, wenn dies rechtlich überhaupt zulässig wäre. Problematisch erscheint in diesem Zusammenhang vor allem der – europarechtlich vorgegebene – Grundsatz der Entflechtung, da die VNB mit der Erbringung von Blindleistung möglicherweise Tätigkeiten ausführen, die außerhalb ihrer Rolle als Netzbetreiber liegen.

Einordnung als Aufgabe des Netzbetriebs nach StrommarktRL

Netzbetreiber sind gemäß Art. 35 (2) (a) StrommarktRL verpflichtet, keine Aufgaben „in den Bereichen Elektrizitätserzeugung, -übertragung und -versorgung“ wahrzunehmen. Andersherum gesagt sollen

Netzbetreiber also allein Aufgaben des Netzbetriebs wahrnehmen dürfen.

Die Sicherstellung eines sicheren Netzbetriebs und die damit verbundene Gewährleistung eines ausgeglichenen Blindleistungshaushalts gehört nach Auffassung der Gutachter zu den Kernaufgaben des Netzbetreibers. Vor diesem Hintergrund spricht viel dafür, dass auch die Bereitstellung von Blindleistung für andere Netzbetreiber zu den grundsätzlichen Aufgaben des Netzbetreibers gehört. Dies wird auch in der Abgrenzung zu den Aufgaben der Elektrizitätserzeugung, -übertragung und -versorgung deutlich. Denn die Bereitstellung von Blindleistung kann diesen Aufgaben des Energievertriebs gerade nicht zugeordnet werden, sondern gehört zum Bereich der Netzdienstleistungen für einen sicheren Netzbetrieb. Auch eine historische Auslegung der Vorschriften zum Unbundling kann diese Annahme unterstützen. Denn es ist bereits seit langem üblich, dass sich Netzbetreiber gegenseitig Blindleistung bereitstellen. Bei der Schaffung der Normen des Unbundling in der europäischen Strom-Binnenmarkttrichtlinie dürfte der Richtlinienggeber also davon ausgegangen sein, dass die Bereitstellung von Blindleistung für andere Netzbetreiber zu den Kernaufgaben des Netzbetreibers gehört.

Für die Einordnung dieser Tätigkeit als Netzbetreiberaufgabe spricht zudem insbesondere Art. 15 Abs. 3 des Netzkodex für einen Lastanschluss (NC DC)¹¹, der Folgendes regelt:

„Unbeschadet Absatz 1 Buchstabe b kann der relevante ÜNB bestimmen, dass das Verteilernetz mit Übertragungsnetzanschluss den Blindleistungsaustausch am Netzanschlusspunkt im Interesse des gesamten Netzes aktiv regeln muss. Der relevante ÜNB und der Betreiber des Verteilernetzes mit Übertragungsnetzanschluss vereinbaren eine Methode zur Durchführung dieser Regelung, um für beide Parteien eine angemessen begründete Höhe der Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die Begründung muss einen Zeitplan enthalten, in dem die Schritte und der Zeitplan für die Erfüllung der Anforderung aufgeführt sind.“

¹¹ Verordnung (EU) 2016/1388 der Kommission vom 17. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex für den Lastanschluss

Diese europäische Regelung verlangt, dass der Verteilnetzbetreiber den Blindleistungsaustausch im Interesse des gesamten Netzes aktiv regeln muss. Dies kann auch die Aufgabe umfassen, dem ÜNB Blindleistung zur Verfügung zu stellen. Gesetzessystematisch müssen also die Vorgaben der StrommarktRL zur Entflechtung so ausgelegt werden, dass die Aufgabe nach Art. 15 Abs. 3 Netzkodex Lastanschluss nicht gegen die Entflechtungsvorgaben verstößt. Demnach kann also auch die Bereitstellung von Blindleistung durch den VNB an den ÜNB eine zulässige Aufgabe des Netzbetriebs sein.

Ausnahme vom Tätigkeitsverbot nach StrommarktRL

Sofern man die Aufgabe zur Bereitstellung von Blindleistung an andere Netzbetreiber nicht schon als Aufgabe des Netzbetriebs einordnen sollte, könnte man hilfsweise darüber hinaus argumentieren, dass die Bereitstellung von Blindleistung von VNB an ÜNB jedenfalls als Ausnahme vom Tätigkeitsverbot gemäß Art. 31 Abs. 10 StrommarktRL rechtlich zulässig ist. Gemäß Art. 31 Abs. 10 StrommarktRL können die Mitgliedstaaten den VNB gestatten, „andere Tätigkeiten als jene auszuüben“, die in der StrommarktRL oder in der StrommarktVO (Verordnung (EU) 2019/943) festgelegt sind. Das ist nur möglich, „sofern diese Tätigkeiten notwendig sind, damit die VNB ihre Verpflichtungen gemäß dieser Richtlinie [...] erfüllen können, sofern die Regulierungsbehörde geprüft hat, dass eine derartige Ausnahmeregelung notwendig ist.“ Sinn und Zweck der Regelung des Art. 31 Abs. 10 StrommarktRL ist, dass Netzbetreiber keine Tätigkeiten ausüben, die auch Dritte ausüben können. Insbesondere existieren sehr enge und strenge Voraussetzungen zur Teilnahme von VNB an dem Betrieb von Ladeinfrastruktur bzw. Speichern.

Das wird insbesondere vor dem Hintergrund der Entstehungsgeschichte der Norm sowie gesetzessystematisch dahin interpretiert, dass den **VNB grundsätzlich Tätigkeiten außerhalb ihrer Kernaufgaben zum Netzbetrieb untersagt sind, sofern sie nicht ausdrücklich in der StrommarktRL oder StrommarktVO festgelegt sind**. Eine **Ausnahme** gilt nur dann, wenn diese Tätigkeit ausdrücklich vom Mitgliedstaat zugelassen wurde. Hierfür ist erforderlich, dass eine solche Tätigkeit durch den VNB **notwendig** ist, damit die VNB ihren Verpflichtungen i. S. d. StrommarktVO und der StrommarktRL nachkommen können sowie dass die BNetzA geprüft hat, dass eine solche Ausnahmeregelung notwendig ist.

Gemäß **Art. 31 Abs. 7 StrommarktRL** sind die **VNB für die Beschaffung von NF-SDL zuständig**. Die NF-SDL müssen grundsätzlich, wenn nicht über VINK, über einen Markt beschafft werden. An dem Markt müssen alle qualifizierten „Marktteilnehmer“ wirksam beteiligt werden. Zu den Marktteilnehmern i. S. v. Art. 2 Nr. 25 StrommarktVO zählen keine VNB. Zwar lässt sich argumentieren, dass ein Markt auch andere Beteiligte haben kann als lediglich die Marktteilnehmer i. S. d. StrommarktVO. Da VNB im Zusammenhang mit Art. 31 Abs. 7 StrommarktRL allerdings als Abnehmer betrachtet werden, ist diese Argumentation **nicht zwingend**.

Denkbar wären aber **Kooperationspflichten** zwischen ÜNB und VNB, über die die VNB nach der StrommarktRL verpflichtet wären, Blindleistungen gegenüber dem ÜNB zur Verfügung zu stellen. Zu Kooperationspflichten findet sich insbesondere die Regelung des Art. 40 Abs. 1 lit. a) StrommarktRL, die sehr allgemein von einer „engen Zusammenarbeit mit benachbarten ÜNB und VNB“ spricht. Dies lässt sich nicht zwingend als Pflicht der VNB zur Teilnahme an der marktlichen Beschaffung der vorgelagerten Netzbetreiber auslegen, ist aber ein möglicher Anhaltspunkt für eine Möglichkeit der Blindleistungsbereitstellung durch VNB gegenüber ÜNB. Insbesondere die Vorgabe aus Art. 15 Abs. 3 des Netzkodex für Lastanschluss (siehe oben) spricht dafür, dass es zu den Pflichtaufgaben des Netzbetreibers gehört, Blindleistung auch gegenüber den ÜNB bereit zu stellen.

Soweit eine **Beteiligung an dem der marktlichen Beschaffung der überlagerten Netzebene durch VNB „notwendig“** ist, was mit einer technischen und ökonomischen Argumentation wohl gut zu begründen ist¹², und soweit die BNetzA in einem eigenen Prüfverfahren zum gleichen Ergebnis kommt, könnte der deutsche Gesetzgeber oder die BNetzA also regeln, dass die VNB sich an diesem Markt beteiligen können. Aus Sicht der Gutachter besteht hierfür aber kein juristischer Anpassungsbedarf, wie unten im Ergebnis resümiert wird.

¹² Aus ökonomischer Perspektive sollten, die unterlagerten Potenziale effizient i.S. der volkswirtschaftlichen Effizienz eingebunden werden. Der lokale Charakter der Blindleistung und die Koordination vertikaler Beiträge mit den Anforderungen der Spannungshaltung in der eigenen Netzebene stellen aus Sicht der Gutachter technisch valide Argumente dar. Für Details sei auf Kapitel 7 verwiesen.

Einordnung nach nationalem Recht

Im nationalen Recht kann die Zurverfügungstellung von Blindleistung durch den nachgelagerten VNB durch die Einordnung als netztechnische Maßnahme i. S. d. § 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG gerechtfertigt sein. Auch damit wäre die Maßnahme zwingend außerhalb einer marktlichen Beschaffung zu betrachten.

Das EnWG enthält keine Definitionen, wenn es sich um eine netz- oder eine marktbezogene Maßnahme handelt. Ganz allgemein werden netztopologische Maßnahmen, u. a. das Nutzen von Toleranzen sowie Netzschaltungen, unter netzbezogene Maßnahmen gefasst. Denkbar wäre also auch, den Einsatz von Kompensationsanlagen durch nachgelagerte Netzbetreiber als netzbezogene Maßnahmen zu betrachten. Dafür könnte sprechen, dass der Einsatz eigener Kompensationsanlagen im eigenen Netz in jedem Fall unter netzbezogene Maßnahmen fallen dürfte. Zugleich ist der Begriff der „marktbezogenen Maßnahmen“ sehr weit gefasst. Hierunter sollen insbesondere auch Maßnahmen des Redispatch fallen, die eindeutig zwangsweise durchgeführt werden. Insofern ist u. E. auch denkbar, eine Beschaffung von Blindleistung vom nachgelagerten Netzbetreiber unter marktbezogene Maßnahmen zu fassen.

Die Gutachter gehen aber davon aus, dass der Gesetzgeber nach nationalem Recht einen Gestaltungsspielraum hat, die Maßnahme als netzbezogene Maßnahme einzuordnen. Unter Berücksichtigung der europarechtlichen Vorgaben, die eine Einordnung als netztechnische Maßnahme nahelegen, dürfte also auch eine entsprechende Einordnung im nationalen Recht folgerichtig sein.

Ergebnis. Im Ergebnis ist es nach Auffassung der Gutachter mit den europarechtlichen Vorgaben der Entflechtung vereinbar, wenn VNB an einem Markt für Blindleistung zur Bereitstellung an die ÜNB teilnehmen. Dieser Markt müsste allerdings nationalrechtlich vorgegeben werden. Eine Regelung könnte über eine Festlegung der BNetzA erfolgen; eine gesetzliche Regelung (im EnWG oder einer Verordnung) wäre auch möglich aber wohl nicht zwingend erforderlich. Dabei darf der VNB durch die Vergütung aufgrund der Zurverfügungstellung der Blindleistung aber nicht bessergestellt werden. Insbesondere muss eine Doppelvermarktung der entsprechenden Betriebsmittel vermieden werden. Hieraus folgt insbesondere, dass mögliche Einnahmen aus der Zurverfügungstellung von Blindleistung kostenmindernd im Rahmen der Anreizregulierung zu berücksichtigen sind, wobei andererseits die den VNB entstehenden Kosten ebenfalls hinreichend und rechtssicher bei den Netzentgelten berücksichtigt werden sollten.

Bei einer Einordnung der vertikalen Blindleistungsbereitstellung im Rahmen des 3-Säulen-Konzepts in Säule A, wie (zu Beginn aufgrund der Rechtsunsicherheiten) vorgeschlagen, bestehen allerdings keine zusätzlichen Einschränkungen, da es sich dann nicht um eine marktliche Beschaffung handelt. In diesem Fall, bei dem rechtliche Risiken zur Vereinbarkeit mit den europarechtlichen Vorgaben zur Entflechtung noch weiter vermieden werden, bestehen demnach auch keine weiteren grundsätzlichen rechtlichen Einschränkungen aufgrund der Vorgaben zur Entflechtung.

Vorgabe von Spezifikationen der Beschaffung durch VNB

Nach Art. 40 Abs. 6 StrommarktRL können die ÜNB die Spezifikationen für die Beschaffung von NF-SDL vorgeben, wenn nicht die Regulierungsbehörde diese Festlegung trifft. Bei der Festlegung sind verschiedene Marktteilnehmer zu beteiligen, sowie eine Reihe weiterer Verfahrensregeln zu beachten. Für VNB fehlt eine entsprechende Regelung in Art. 31 Abs. 7 StrommarktRL. Für VNB bestimmt Art. 31 Abs. 7 i.V.m. Abs. 6 StrommarktRL lediglich, dass „die vom Verteilernetzbetreiber zu diesem Zweck erlassenen Vorschriften objektiv, transparent und diskriminierungsfrei sein und in Abstimmung mit Übertragungsnetzbetreibern und anderen relevanten Marktteilnehmern ausgearbeitet werden müssen.“

Daraus folgt zwar, dass die VNB nicht so wie die ÜNB gemäß Art. 40 Abs. 6 StrommarktRL verpflichtet sind, Vorgaben zur Beschaffung von NF-SDL zu machen. Außerdem gibt es in Art. 31 Abs. 7 StrommarktRL auch keine direkte Befugnis der Regulierungsbehörde zur Beschaffung von NF-SDL. Aber auch die VNB sind generell berechtigt, durch die Regulierungsbehörde zu genehmigende Spezifikationen für die Beschaffung von NF-SDL festzulegen, und der nationale Gesetzgeber kann entsprechende Vorgaben machen. Die Vorgaben der VNB sind dabei stets in Abstimmung mit den ÜNB auszuarbeiten. Daher ist es juristisch gesehen auch möglich, dass sich NS-Netzbetreiber an einer marktlichen Beschaffung des MS-Netzbetreibers MS-Netzbetreiber an einer marktlichen Beschaffung des HS-Netzbetreibers oder HS-Netzbetreiber an der marktlichen Beschaffung des HöS-Netzbetreibers beteiligen.

2.5. Definitionen

In diesem Kapitel werden einige Begriffe und Ausdrücke definiert, die im Rahmen des gesamten Gutachtens von besonderer Bedeutung sind. Die Definitionen sollen neben der Vorbeugung allgemeiner Missverständnisse eine eindeutige Lesart der Begrifflichkeiten im Kontext der TAR gewährleisten. Außerdem wird im Kontext der Versorgungssicherheit auf die volkswirtschaftliche Effizienz sowie die Bedarfsgerechtigkeit eingegangen.

2.5.1. Volkswirtschaftliches Optimum und effiziente Beschaffung von Blindleistung

Im Rahmen dieses Berichtes wird unter dem volkswirtschaftlichen Optimum der Zustand verstanden, in dem die gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt maximal ist. In diesem Kontext wird insbesondere betont, dass die Versorgungssicherheit des elektrischen Energieversorgungssystems einen signifikanten Einfluss auf die gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt hat. Generell lässt sich der exakte Wert der Versorgungssicherheit bzw. die exakten Kosten einer geringeren Versorgungssicherheit nicht bestimmen. Sicher ist allerdings, dass dieser Wert im Verhältnis zu den etwaigen Kosten der Beschaffung von Blindleistung wesentlich größer ist, und daher die Kosten einer Verringerung der Versorgungssicherheit als prohibitiv hohe Kosten bewertet werden können.

Folglich beschreibt das volkswirtschaftliche Optimum im Kontext der Blindleistungsbeschaffung einen Zustand, in dem eine aus volkswirtschaftlicher Sicht möglichst **kostengünstige Beschaffung** von Blindleistung erfolgt, die **eine konstant gute oder sogar verbesserte Qualität der Versorgungssicherheit** gewährleistet. Dabei berücksichtigt diese Beschaffung sowohl kurzfristige und langfristige Kosten als auch Transaktionskosten, die allen Stakeholdergruppen (Netzbetreiber, Stromerzeugungsanlagen- und Speicherbetreiber, Verbraucher) entstehen. Ebenso sind weitere monetär bewertbare Nutzeffekte der Blindleistungsbeschaffung, wie z.B. Einflüsse auf Verluste oder Verschleiß berücksichtigt. Gleichzeitig ist zu betonen, dass die *Produktgruppe* Blindleistung nur eine von drei *Produktgruppen* des NF-SDL-Aufgabenbereiches *Dienstleistungen zur Spannungsregelung* ist (vgl. Abschnitt 2.5.3). Daher ist der o.g. Zustand, also eine möglichst kostengünstige Blindleistungsbeschaffung aus volkswirtschaftlicher Sicht, nur gegeben, wenn die Gesamtkosten¹³ des o.g. NF-SDL-Aufgabenbereiches im obigen Sinne möglichst kostengünstig sind (Anmerkung: Inhaltlich analog [3]). Ein Beschaffungskonzept für Blindleistung, welches diese Kriterien erfüllt, wird als *effizient* bezeichnet.

2.5.2. Bedarfsgerechtigkeit

In diesem Bericht wird von einer „bedarfsgerechten Kapazitätsanforderung“, einem „bedarfsgerechten Blindleistungsabruf“ oder einem „bedarfsgerechten VINK Zubau“ gesprochen, wenn dies i.S. eines effizienten Beschaffungskonzeptes für Blindleistung (vgl. jeweils Abschnitt 2.5.1) erfolgt. Dabei entspricht dieses effiziente Beschaffungssystem einer Beschaffung i.S. des volkswirtschaftlichen Optimums. Damit umfasst bedarfsgerecht sowohl die Abwägung bzgl. der nötigen Kapazitätsmenge oder des nötigen Abrufs als auch die Auswahl der kostengünstigsten Alternative aus volkswirtschaftlicher Sicht. Bedarfsgerecht und effizient sind damit synonym zu verstehen.

¹³ Kostenpositionen, welche i.S. einer (möglichst) kostengünstigen Beschaffung des NF-SDL Aufgabenbereiches *Dienstleistungen zur Spannungsregelung* aus volkswirtschaftlicher Perspektive berücksichtigt bzw. nicht berücksichtigt werden, finden sich auf S.28 f. in [3].

2.5.3. Produkte, Kategorien, Produktgruppen

Je nach NF-SDL lassen sich die Teilaufgaben, die eine NF-SDL adressiert, sowie einzelne dazu nutzbare „Produkte“, „Produktgruppen“ und „Kategorien“ unterscheiden. Ein Produkt im Kontext von NF-SDL ist dabei in Anlehnung an [4] eine Dienstleistung, mittels welcher der Bedarf (das Bedürfnis) an Kapazität, Vorhaltung oder Abruf einer technischen Fähigkeit (zu einem bestimmten Teil) gedeckt werden kann (Bedürfnisbefriedigung). In diesem Sinne können je nach NF-SDL nur ein Produkt oder aber auch mehrere Produkte zu derselben NF-SDL beitragen. Dabei ist zu betonen, dass mit den Wörtern Produkt oder Produktgruppe nicht implizit die Einführung eines Marktes oder das Vorhandensein eines Marktes oder eine Vergütung verbunden sein muss. Z.B. kann auch ein VINK eine solche Dienstleistung erfüllen, also ein Produkt anbieten, ohne dass dieses Produkt vom Netzbetreiber marktlich beschafft werden müsste. Eine Produktgruppe bzw. eine Kategorie von Produkten umfasst entsprechend mehrere Produkte, die sich hinsichtlich gewisser Charakteristika, z.B. hinsichtlich ihrer Wirkweise ähneln.

Im Kontext des NF-SDL-Aufgabenbereiches *Dienstleistungen zur Spannungsregelung* lassen sich drei Produktgruppen unterscheiden:

1. Blindleistung zur Spannungsregelung:

Produkte, die als Reaktion auf schnelle (dynamische) und/oder langsame (quasistationäre) Spannungsänderungen im Netz hin Blindleistung „bereitstellen“, also einen über- bzw. untererregten Arbeitspunkt einnehmen. Diese Bereitstellung kann reaktiv, d.h. als Reaktion auf Spannungsänderungen aber auch präventiv als Reaktion auf erwartete Spannungsänderungen erfolgen.

2. Direkte Spannungsregelung:

Produkte, die als Reaktion auf schnelle (dynamische) und/oder langsame (quasistationäre) Spannungsänderungen im Netz hin direkt die Spannung regeln. Beispiele hierfür sind Transformatoren mit Stufenschalter, Längsregler o.ä. Betriebsmittel. Diese Bereitstellung kann ebenfalls reaktiv sowie auch präventiv als Reaktion auf erwartete Spannungsänderungen erfolgen. Da der Abruf dieser Produkte i.d.R. kosteneffizienter als der Einsatz der Produktgruppe *Blindleistung zur Spannungsregelung* ist und zudem mit Ausnahme von Kraftwerkstransformatoren mit Stufenschalter alle technischen Komponenten vom jeweiligen Netzbetreiber

betrieben werden, ist eine marktgestützte Beschaffung dieser Produktgruppe praktisch nicht möglich und wäre dazu nicht effizient.

3. Wirkleistungsanpassung zur Spannungsregelung

Die Spannung an den Netzknoten ist ebenfalls von Wirkleistungsflüssen abhängig, sodass aus technischer Sicht auch Produkte, die eine Wirkleistungsanpassung zur Spannungsregelung beinhalten, einen Beitrag zur Spannungsregelung leisten können. Hierbei handelt es sich i.d.R. um spannungsbedingten Redispatch. Dieser ist wiederum nicht an den Regelungen der StrommarktRL zu messen, sodass eine marktgestützte Beschaffung dessen nicht Teil des in diesem Bericht vorgestellten Beschaffungskonzepts ist. Jedoch ist diese Produktgruppe im Kontext der Marktgröße des zugehörigen NF-SDL Aufgabenbereiches relevant und auch als Opportunität zu den anderen Produktgruppen von Relevanz.

2.5.4. Spielraum, individuelle und einforderbare TAB

Bei der der Ausgestaltung ihrer TAB haben Netzbetreiber einen zweiseitigen **Spielraum** (vgl. Ausführungen der Abschnitte 2.2.2 und 2.2.3). Einerseits bieten bereits die heutigen TAR für die Netzbetreiber einen Spielraum zur Ausgestaltung ihrer **individuellen TAB**¹⁴, also einen **Spielraum innerhalb der TAR**. Dieser betrifft i.d.R. vor allem die Ausgestaltung des Blindleistungsabrufs. Andererseits besteht unter gewissen Voraussetzungen (vgl. Abschnitt 2.2.3) auch ein **Spielraum zur Abweichung von den TAR hinsichtlich der eingeforderten Kapazität**.

Daher definieren die Gutachter die **einforderbaren TAB** in diesem Bericht als das Maximum dessen, was Netzbetreiber in ihren **individuellen TAB** unter Berücksichtigung der geltenden TAR einfordern können. Dieses Maximum kann auch in einer entsprechend des Beschaffungskonzepts ermöglichten Abweichung von den TAR bestehen, wenngleich die Gutachter empfehlen, dass dieses Maximum initial den Vorgaben der TAR entspricht. Investiv bezieht sich das o.g. Maximum auf die Blindleistungskapazität, d.h. ein Maximum gibt

¹⁴ Zum Begriff TAB sowie zu TMA, allgemeine TMA und TAR vgl. Kapitel 2.2.1

einen minimalen $\cos(\varphi)$ vor, den die Anlage liefern kann. Operativ bezieht sich das o.g. Maximum auf den Blindleistungsabruf, d.h. ein Maximum gibt ein zulässiges Verfahren vor, welches eindeutig beschreibt, für welchen Betriebspunkt der Anlage welcher minimale $\cos(\varphi)$ abgerufen werden kann. Dabei ist die Angabe von Fehlertoleranzen und Zeitkonstanten entsprechend der TAR zulässig.

Praktische Einordnung. Eine Anpassung des Spielraums der *einforderbaren TAB* durch Abweichung von den TAR ist hierbei sorgsam zu prüfen, grundsätzlich aber sowohl im Sinne einer Reduktion als auch im Sinne einer Erhöhung der Anforderungen denkbar. Letzteres empfehlen die Gutachter explizit nur in Verbindung mit einer regulierten Vergütung größer Null (zur inhaltlichen Begründung vgl. Unterkapitel 3.3 bzw. 3.5). Initial ist das Maximum der *einforderbaren TAB* aber mit den (Maximalforderungen der) TAR gleichzusetzen.

Einforderbare und individuelle TAB. Um nachfolgend zwischen den *einforderbaren TAB* und den Anforderungen der *individuellen TAB* zu differenzieren, definieren die Gutachter die **individuellen TAB** als das, was Netzbetreiber in ihren tatsächlich vorgegebenen TAB einfordern. Dies bedeutet, die *individuellen TAB* eines Netzbetreibers (in einem oder mehreren seiner Netzgebiete) legen einerseits die individuelle Blindleistungskapazität der Netzanschlussnehmer (investive Ebene) und andererseits entsprechende Blindleistungsabrufverfahren bzw. erlaubte Betriebsbereiche der Netznutzer (operative Ebene) fest. Die *individuellen TAB* (eines Netzgebietes) können dabei jeweils unterhalb der *einforderbaren TAB* liegen, oder diesen entsprechen (denkbar wären auch mehrere einheitliche Stufen o.ä.). Auch können diese für unterschiedliche Netzgruppen/-regionen unterschiedlich ausgestaltet werden. Abbildung 2- veranschaulicht exemplarisch den Unterschied zwischen individuellen und *einforderbaren TAB*.

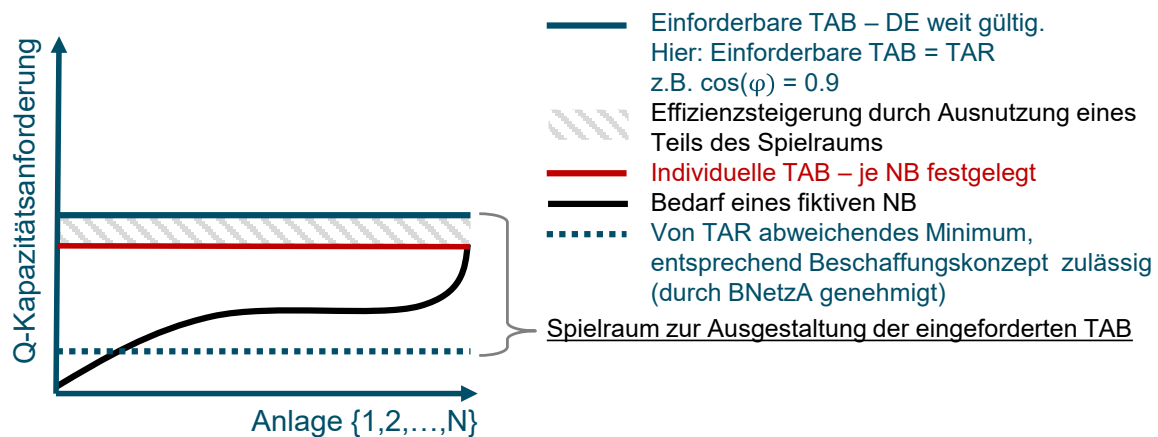


Abbildung 2-1: Darstellungen der folgenden Begriffe entsprechend Definition: *individuellen TAB*, *einforderbare TAB* und *Spielraum*

Spielraum. Folglich definieren die Gutachter „**Spielraum**“ als den Abstand zwischen den *einforderbaren TAB* und dem Minimum dessen, was Netzbetreiber in ihren *individuellen TAB* unter Berücksichtigung der geltenden TAR einfordern können. Dieses Minimum kann auch in einer entsprechend des Beschaffungskonzepts ermöglichten Abweichung von den TAR bestehen. Investiv bezieht sich gemäß dem o.g. Minimum auf die Blindleistungskapazität. Das heißt ein Minimum gibt in diesem Kontext vor, wie groß der Umrichter mindestens sein muss. Entsprechend gibt dieses Minimum einen maximalen $\cos(\varphi)$ vor, den die Anlage bei Nennleistung einhalten können muss. Dieser Leistungsfaktor ist folglich dimensionierungsrelevant und definiert gemeinsam mit der Nennleistung die mindestens zu realisierende Scheinleistung der Anlage. Kann die Anlage einen kleineren $\cos(\varphi)$ bei Nennleistung einhalten, so ist ihre Blindleistungskapazität oberhalb des Minimums. Operativ bezieht sich o.g. Minimum auf den Blindleistungsabruf, d.h. ein Minimum gibt ein zulässiges Verfahren vor, welches eindeutig beschreibt, für welchen Betriebspunkt der Anlage welcher maximale $\cos(\varphi)$ (mindestens) abgerufen werden können muss (entscheidend ist hier das Verhältnis zwischen Wirk- und Blindleistungseinspeisung, nicht jedoch das Regelverhalten (z.B. fester Leistungsfaktor oder Q(U)-Kennlinie) als solches. Dabei ist die Angabe von Fehlertoleranzen und Zeitkonstanten entsprechend der TAR zulässig.

2.5.5. Statcom-Fähigkeit

Die Statcom-Fähigkeit bezeichnet die Fähigkeit von Anlagen, jederzeit ihre gesamte Blindleistungskapazität (bzw. den Teil ihrer Nennleistung, der aktuell nicht für die Wirkleistungseinspeisung genutzt wird) für einen etwaigen Blindleistungsabruf vorzuhalten. Dabei ist Fähigkeit vollkommen unabhängig von der Wirkleistungseinspeisung oder -entnahme der Anlage sowie dem Zeitverlauf, solange die Anlage am Netz ist (Phasenschieberbetrieb). Folglich können Anlagen mit Statcom-Fähigkeit (unter Berücksichtigung ihrer zulässigen Einschwingzeiten) jederzeit Leistungsfaktorunabhängig Blindleistung entsprechend ihrer Nennleistung (abzüglich ihrer Verluste) bereitstellen. In Abhängigkeit der verfügbaren Scheinleistung zum jeweiligen Zeitpunkt ist hierzu ggf. ein zusätzlicher Wirkleistungsbezug zur Verlustdeckung aus dem Netz oder einer alternativen Quelle erforderlich.

2.5.6. Technische Fähigkeiten, Kapazität, Vorhaltung und Abruf

Anlagen, die aufgrund ihrer technischen Eigenschaften eine SDL erbringen können, verfügen über die „**technischen Fähigkeiten**“. Diese technischen Fähigkeiten können z.B. von Netzkodizes und Leitlinien, gegebenenfalls i.V.m. TAR oder anderen nationalen Vorgaben, vorgegeben sein.

Bei der Bedarfsbestimmung und Beschaffung wird darüber hinaus zwischen **Kapazität, Vorhaltung** und **Abruf** einer technischen Fähigkeit unterschieden. Dabei beschreibt Kapazität den durch quantitative Parameter spezifizierten Umfang einer technischen Fähigkeit, Vorhaltung die (rechtzeitige) konkrete Möglichkeit zum Abruf einer bestimmten Menge und Abruf die tatsächliche Inanspruchnahme einer technischen Fähigkeit.

Sowohl für die Kapazität, Vorhaltung und die abzurufende Menge stellt sich **unabhängig voneinander** die Frage einer effizienten Beschaffung.

3 Einführung in das Beschaffungskonzept

Das übergeordnete **Ziel des Beschaffungskonzepts ist die effiziente Deckung des Blindleistungsbedarfs**. In Kapitel 1 wurden die damit einhergehenden Teil-Zielstellungen und der allgemeine Ansatz des Beschaffungskonzepts bereits diskutiert.

- Umsetzung der StrommarktRL
- Zukunftssicherheit des Konzeptes
- Effizienzsteigerung gegenüber Status quo
- Berücksichtigung von Verteilungseffekten

Wahlfreiheit statt Zwänge und Pflichten. Das im folgenden vorgestellte Konzept schafft die notwendigen Rahmenbedingungen und Leitplanken, um die genannten Ziele zu erreichen. Dabei soll der unternehmerische Handlungsspielraum aller Akteure nicht nur weitestgehend uneingeschränkt bleiben, sondern Entscheidungen, die eine Entwicklung hin zum volkswirtschaftlichen Optimum ermöglichen belohnt und angereizt werden. Das Konzept verzichtet folglich – sofern möglich – grundsätzlich auf „Zwänge“ und „Pflichten“ und schafft stattdessen Wahlfreiheiten und Handlungsspielräume, ohne die Systemsicherheit negativ zu beeinflussen. Dies bedeutet insbesondere auch, dass die marktliche Beschaffung immer nur dann Anwendung finden soll, wenn diese auch effizient ist. Aufgrund der verschiedenen Gegebenheiten und Anforderungen ist eine Differenzierung nach den Spannungsebenen erforderlich.

Im ersten Schritt werden die **drei Säulen der Beschaffung** sowie deren Wechselwirkung untereinander bzw. das Beschaffungskonzept als Ganzes grundsätzlich vorgestellt (Unterkapitel 3.1 und 3.2). In den folgenden Abschnitten werden die durch das Beschaffungskonzept adressierten **Effizienzpotenziale** dargestellt und aufgezeigt, durch welche **Wirkmechanismen** des Beschaffungskonzepts die Effizienzpotenziale gehoben werden sollen (Unterkapitel 3.3 bis 3.5). Darüber hinaus erfolgt eine makroskopische Einordnung der Effizienzpotenziale (Unterkapitel 3.6). Die detaillierte Ausgestaltung des Beschaffungskonzepts erfolgt gesondert je Spannungsebene in den Kapiteln 4 und 5.

3.1. Die drei Säulen der Beschaffung

Im Rahmen des Beschaffungskonzepts stehen dem Netzbetreiber **drei Säulen für die Beschaffung von Blindleistung** zur Verfügung. Die Beschaffung muss dabei nicht durch eine Säule allein, sondern kann situativ und bedarfsgerecht aus einer der drei Säulen oder aus einer Kombination mehrerer Säulen erfolgen. Im Rahmen seiner unternehmerischen Freiheit nutzt der Netzbetreiber also eine oder eine beliebige Kombination der Säulen zur Deckung seines Blindleistungsbedarfs. Die Säulen stehen dabei in Wechselwirkung zueinander und ermöglichen jederzeit und über alle Spannungsebenen hinweg die effiziente und bedarfsdeckende Beschaffung der benötigten Blindleistung durch den Netzbetreiber. Jede der Säulen bildet dabei einen anderen Beschaffungsbereich ab, besitzt eigene Rahmenbedingungen und trägt zur effizienten Blindleistungsbeschaffung bei.

Das Konzept sieht dabei

- die technischen Anschlussrichtlinien und Netzbetreiberkoordination innerhalb der **Säule A**
- die marktliche Beschaffung innerhalb der **Säule B** und
- die Beschaffung über VINK innerhalb der **Säule C**

vor. Die Kombination dieser drei Säulen ist aus Sicht der Gutachter insgesamt als marktgestütztes Verfahren i.S. der StrommarktRL zu bewerten und erfüllt (daher) die in Kapitel 1 genannten Ziele. Zudem offeriert das Konzept dem Netzbetreiber durch die Wahlfreiheit zwischen den „parallelen Säulen“ Alternativen, sodass darüber hinaus die potenzielle und effizienzgefährdende Marktmacht einzelner Akteure systematisch limitiert wird.

In den folgenden Abschnitten werden die einzelnen Säulen zunächst isoliert voneinander und grundsätzlich beschrieben, um nachfolgend auch deren Anreizwirkung und Wechselwirkung untereinander zu diskutieren. Dies bedeutet, dass zunächst die allgemeine Wirkweise und Rahmenbedingungen je Säule beschrieben werden, wenngleich diese im Detail für die unterschiedlichen Spannungsebenen differenzial auszugestaltet sind. Diese Differenzierung erfolgt in Kapitel 4 bzw. in Kapitel 5.

3.1.1. Säule A: Technische Anschlussrichtlinien und Netzbetreiberkoordination

Im Folgenden werden die Eckpunkte der Säule A: Technische Anschlussrichtlinien und Netzbetreiberkoordination vorgestellt, um deren Rolle im Kontext des 3-Säulen-Beschaffungskonzepts einordnen zu können. Innerhalb der Säule wird eine **regulierte Vergütung** vorgeschlagen, welche aus Sicht der Gutachter entscheidend ist, um Anreize zur Abwägung für die Netzbetreiber zu setzen, damit sie die *einforderbaren TAB* bedarfsgerecht und volkswirtschaftlich effizient nutzen. Dies schließt auch die Abwägung ein, ob die anderen Säulen ggf. bessere Alternativen darstellen. Sofern sich die Umsetzung einer regulierten Vergütung in der Praxis als schwierig erweist, müssten geeignete Maßnahmen zur Begrenzung von Marktmacht getroffen werden. Dies könnte dann beispielsweise alternativ durch eine **Preisobergrenze** umgesetzt werden. Die praktische Ermittlung der Höhe der Preisobergrenze ist jedoch ebenfalls herausfordernd. Die Gutachter empfehlen die Einführung einer regulierten Vergütung und fokussieren daher im Folgenden auf diesen Ansatz. Die in der Säule A verankerte regulierte Vergütung wird entsprechend in den Unterkapiteln 3.3, 3.4 und 3.5 aus einer theoretischen Perspektive erläutert. Kapitel 4 fasst die Herleitung nochmals prägnant zusammen und präsentiert eine detaillierte Ausgestaltung der Säule A: Technische Anschlussrichtlinien und Netzbetreiberkoordination je Spannungsebene. In Kapitel 4 wird zudem die vertikale Blindleistungsbereitstellung zwischen Netzbetreiber im Rahmen von Säule A erläutert. Grundsätzlich kann die vertikale Blindleistungsbereitstellung zwischen Netzbetreibern in Säule A oder in Säule B des Beschaffungskonzeptes verankert werden. Die Gutachter empfehlen diese zunächst in Säule A zu verankern. Für die detaillierte Diskussion der vertikalen Blindleistungsbereitstellung und die Erörterung, der Vor- und Nachteile bei einer Einordnung in Säule A bzw. B wird auf Kapitel 7 und insbesondere Unterkapitel 7.2 verwiesen.

Geltungsbereich: Regulierte Vergütung nur für Blindleistungsbereitstellung innerhalb der *einforderbaren TAB*. Die Säule A: Technische Anschlussrichtlinien und Netzbetreiberkoordination kann – wie von den Gutachtern empfohlen – auch den vertikalen Blindleistungsaustausch zwischen Netzbetreibern umfassen (vgl. Unterkapitel 7.2 für die Diskussion zur Einordnung der vertikalen Blindleistungsbereitstellung in die drei Säulen des Beschaffungskonzepts). Diese Art der Blindleistungsbeschaffung stellt jedoch einen

Spezialfall dar (für den keine regulierte Vergütung empfohlen wird), welcher gesondert in Unterkapitel 4.4 adressiert wird. Säule A umfasst zudem die Blindleistung, die gemäß den **einforderbaren TAB** (vgl. Abschnitt 2.5.4) durch den Netzbetreiber gefordert werden kann und auch defacto über die *individuellen TAB* von den Netzanschlussnehmern eingefordert wird. Darüberhinausgehende Blindleistungsbeiträge oder Blindleistungsbeträge von nicht in den TAB adressierten Netznutzern sind nicht Gegenstand der Säule A und erhalten auch keine regulierte Vergütung. Diese Blindleistungsbeiträge können aber sehr wohl im Rahmen von Säule B (marktliche Beschaffung) gehandelt werden. Auch ist es u.U. möglich, dass Netzbetreiber mit Netzanschlussnehmern im Rahmen der Säule B andere Vergütungsregelungen für dieselben Blindleistungsbeiträge verhandeln.

Deutschlandweit einheitliche regulierte Vergütung je Spannungsebene. Auch Vergütungen von Null, also effektiv keine Vergütung sind möglich und teilweise sinnvoll. Die regulierte Vergütung kann grundsätzlich sowohl für die installierte Kapazität als auch für den Abruf erfolgen¹⁵. Auch Vergütungen von Null, also effektiv keine Vergütung sind möglich. Die Art (Kapazität, Abruf) und Höhe der Vergütung sind Variablen im Beschaffungskonzept, die je nach Spannungsebene unterschiedlich auszugestalten sind (siehe Kapitel 4. für Details). Die Höhe der regulierten Vergütung orientiert sich dabei an den wahren Kosten der Blindleistungserbringung, um eine Abwägung mit anderen Erbringungsquellen anzureizen. Dies bedeutet, dass die regulierte Vergütung je Spannungsebene in Deutschland einheitlich ist und es keine regional unterschiedlichen regulierten Vergütungspreise gibt (siehe Kapitel 4. für Details). Auch ist die regulierte Vergütung mit den *einforderbaren TAB* abzustimmen, zyklisch zu überprüfen und entsprechend den Entwicklungen im Energieversorgungssystem bedarfsgerecht anzupassen. **Zu vergüten** sind die tatsächlichen Einforderungen des Netzbetreibers **entsprechend den individuellen TAB und entsprechend der Höhe und etwaiger Ausnahmereiche der jeweiligen Spannungsebene.**

¹⁵ Bzgl. Vergütung der Vorhaltung von Blindleistung vgl. Unterkapitel 3.5

Wahlfreiheit: Sichere Bezugsquelle für den Netzbetreiber mit einseitigem Optionsrecht innerhalb der *einforderbaren TAB*. Die Säule A: Technische Anschlussrichtlinien und Netzbetreiberkoordination umfasst die Blindleistungsbereiche gemäß der *einforderbaren TAB*. Demnach besteht eine einseitige Wahlfreiheit durch den Netzbetreiber die durch die *einforderbaren TAB* abgedeckten Kapazitäten von den entsprechenden Anlagenbetreibern durch ihre *individuellen TAB* (je Netzgebiet) einzufordern. Fordert er diese im Rahmen seiner individuell festgelegten *individuellen TAB* ein, sind diese durch die Netznutzer zu erbringen und vom Netzbetreiber reguliert zu vergüten. Umgekehrt können nur Kapazitäten eingefordert werden, die durch die *einforderbaren TAB* abgedeckt bzw. begründet sind. Da die Gutachter empfehlen, dass *einforderbare TAB* weiterhin die nach TAR maximal gültigen Anforderungen von den Anlagenbetreibern einfordern können, ist sichergestellt, dass dem Netzbetreiber jederzeit ausreichende und uneingeschränkt Kapazitäten (und Abrufmöglichkeiten) für den sicheren Systembetrieb zur Verfügung stehen (**Leitgedanke „Mindestanforderungen“**). Zugleich stellt dieses einseitige Optionsrecht der Netzbetreiber eine transaktionskostenarme Beschaffungssäule dar. Zeitgleich hat er jedoch auch die Möglichkeit auf deren Einforderung zu verzichten, wenn er diese nicht benötigt. Hierdurch kann der Aufbau nicht benötigter Kapazitäten grundsätzlich vermieden werden, wodurch die Effizienz steigt.

Anreiz: Regulierte Vergütung schafft Anreize innerhalb des Geltungsbereichs der *einforderbaren TAB* abzuwägen. Die regulierte Vergütung stellt eine verlässliche und kalkulierbare Möglichkeit zur Blindleistungsbeschaffung für den Netzbetreiber dar. Insbesondere wird hierdurch sichergestellt, dass der Netzbetreiber (analog zum Status-quo) uneingeschränkt auf die Ressourcen gemäß einforderbarer TAB zurückgreifen kann. Zeitgleich setzt sie Anreize dafür – sofern möglich – abzuwägen, ob die Kapazität (oder deren Abruf) tatsächlich benötigt wird oder ob kostengünstigere Alternativen (primär der marktlichen Beschaffung) vorhanden sind. Eine genaue Darstellung der Anreize erfolgt in den folgenden Abschnitten.

3.1.2. Säule B: Marktliche Beschaffung

Im Folgenden werden die Eckpunkte der Säule B: Marktliche Beschaffung vorgestellt, um deren Rolle im Kontext des 3-Säulen-Beschaffungskonzepts einordnen zu können. Die detaillierte

Ausgestaltung der marktlichen Beschaffung erfolgt gesondert in Kapitel 5. Die vertikale Blindleistungsbereitstellung zwischen Netzbetreiber kann grundsätzlich statt in Säule A auch in Säule B verankert werden. Diese Variante ist aus Gesichtspunkten der Anreizwirkung zu präferieren, jedoch geht diese Variante mit rechtlichen Unsicherheiten hinsichtlich der Vereinbarkeit mit den Vorgaben zum Unbundling einher, weshalb größere Hemmnisse zu erwarten sind, die schlimmstenfalls diese Variante praktisch ausschließen. Die Gutachter empfehlen daher die vertikale Blindleistungsbereitstellung zwischen Netzbetreibern zunächst in Säule A zu verankern (vgl. Kapitel 7 und insbesondere Unterkapitel 7.2 für die ausführliche Diskussion). Der Vollständigkeit halber sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass die genannten Risiken entsprechend den Ausführungen in Unterkapitel 2.4 aus Sicht der Gutachter geringfügigen sind.

In Kapitel 5 bzw. speziell in Unterkapitel 5.6 wird zur Adressierung beider Varianten skizziert, wie die Säule B: marktliche Beschaffung zu ergänzen/erweitern wäre, falls die vertikale Blindleistungsbereitstellung zwischen Netzbetreibern dort integriert werden sollte. Dies wäre bspw. dann relevant, wenn die rechtlichen Unsicherheiten hinsichtlich der Vereinbarkeit mit den Vorgaben zum Unbundling ausgeräumt werden können und folglich die stärkere Anreizwirkung nutzbar gemacht werden sollte (vgl. Kapitel 7 und insbesondere Unterkapitel 7.2 für die ausführliche Diskussion)

Geltungsbereich: Zugänglich für alle Marktteilnehmer innerhalb und außerhalb der *einforderbaren* TAB. Die marktliche Beschaffung ist sowohl innerhalb als auch außerhalb der *einforderbaren* TAB anwendbar. Insbesondere kann im Kontext der marktlichen Beschaffung auch Blindleistung von Netznutzern beschafft werden, die im Rahmen von Säule A nicht direkt berücksichtigt werden. Hierbei handelt es sich um Netznutzer für die in den TAB keine Vorgaben zur aktiven Blindleistungsbereitstellung (bspw. basierend auf einer Kennlinie oder eines festen Leistungsfaktors machen) gemacht werden, sondern bspw. lediglich ein „Standardblindleistungsverhaltens“ definiert wird (vgl. Unterkapitel 4.2 und insbesondere Abschnitt 4.3.6. für die detaillierte Betrachtung).

Freie (regionale) Preisbildung durch Angebot und Nachfrage.

Die marktliche Beschaffung ermöglicht die freie und situativ adäquate Ausgestaltung von Leistung und Vergütung. Netzbetreiber und Anbieter (alle Anbieter, d.h. auch Speicher, Lasten, EE-Anlagen, etc.) können frei über den Lieferumfang, die Vergütungshöhe und -art verhandeln. So können beispielsweise über die *einforderbaren TAB* hinausgehende Blindleistungskapazitäten von EE-Anlagen marktlich beschafft bzw. angeboten werden oder auch die Blindleistung aus Speichern oder Lasten genutzt werden, deren Abruf vergütet wird. Je nach Spannungsebenen oder der Art eines Netzgebiets können dabei individuell ausgehandelte Lösungen sinnvoll sein. Genauso ist es aber auch möglich, dass sich „standardisierte“ Produkte im Markt „durchsetzen“ (s.u.).

Standardisierte Produkte sind zu erwarten. Um hohe Transaktionskosten zu vermeiden ist es sinnvoll, standardisierte Punkte im Rahmen der marktlichen Beschaffung zu handeln. Ein Beispiel eines standardisierten Produkts wäre die Blindleistungsbereitstellung entsprechend eines festen Leistungsfaktors oder eine Q(U)-Kennlinie. Auch Sollwertvorgaben durch den Netzbetreiber oder eine fixe Einmalvergütung für Statcom-Fähigkeit sind denkbar. Die Gutachter empfehlen die marktlich gehandelten (Standard-) Produkte grundsätzlich an die Blindleistungsvorgaben der TAR anzulehnen, da diese sich einerseits als systemisch sinnvoll erwiesen haben und andererseits aufgrund von Standardisierung auf Anbieterseite voraussichtlich transaktionsarm umsetzbar sind. Die Gutachter vertrauen hierbei auf den Markt und sehen daher keine externe verpflichtende Vorgabe von „standardisierten Produkten“ durch den Regulierer vor.

Beidseitige Wahlfreiheit für Netzbetreiber und Anbieter, aber keine Pflicht zur Einigung. Im Rahmen der marktlichen Beschaffung herrscht sowohl auf Anbieter als auch auf Netzbetreiberseite Wahlfreiheit. D.h. sowohl Netzbetreiber als auch Anlagenbetreiber können ein Angebot nachfragen bzw. abgeben. Sie müssen dies jedoch nicht. Diese Wahlfreiheit ist unberührt von der regulierten Vergütung bzw. den *einforderbaren TAB*. Folglich kann ein Anbieter im Rahmen der marktlichen Beschaffung auch innerhalb der einforderbaren bzw. *individuellen TAB* die Abgabe eines Angebots verweigern, als Folge kann er ggf. jedoch dann im Rahmen der Säule A zur Erbringung bei entsprechender regulierter Vergütung verpflichtet werden. Dies schafft Anreize für Anbieter ihre Blindleistungsbeiträge

unterhalb der regulierten Vergütung anzubieten, wenn es mehrere Anbieter für einen (lokalen) Blindleistungsbedarf gibt und limitiert umgekehrt die Ausübung von Marktmacht. Durch die Wahlfreiheit wird also (in Kombination mit Säule A) eine situativ adäquate marktliche Beschaffung begünstigt.

Anreiz: Die marktliche Beschaffung schafft weitreichende Anreize innerhalb und außerhalb der *einforderbaren TAB* und ermöglicht den Einbezug aller qualifizierten Teilnehmer zur Bedarfsdeckung. Die marktliche Beschaffung schafft mehrere Anreize zur effizienten Bereitstellung und Nutzung von Blindleistung. So können einerseits auch über die TAB hinausgehende Blindleistungskapazitäten beschafft und angeboten werden. Auch können alle Technologien und Netznutzer zur Deckung des Blindleistungsbedarfs beitragen. Die Säulen A und C stellen dabei die (impliziten) Kostenschranken der marktlichen Beschaffung dar. Hierdurch, sowie durch die beidseitige Wahlfreiheit, wird die effiziente Beschaffung der Blindleistung sichergestellt. Sofern im Rahmen von Säule A keine regulierte Vergütung eingeführt werden sollte, schafft die Alternative der Preisobergrenze eine explizite Kostenschranke der marktlichen Beschaffung.

3.1.3. Säule C: Beschaffung von VINK/Betriebsmitteln

Im Folgenden werden die Eckpunkte der Säule C: Beschaffung von VINK/Betriebsmitteln vorgestellt, um deren Rolle im Kontext des 3-Säulen-Beschaffungskonzepts einordnen zu können. Die detaillierte Betrachtung insbesondere in Wechselwirkung mit der Säule B erfolgt gesondert in Kapitel 5.

Geltungsbereich: Sichere Bezugsquelle des Netzbetreibers zur Deckung des Blindleistungsbedarfs. Die Beschaffung durch bzw. von VINK bzw. Netzbetriebsmittel ist eine Option des Netzbetreibers zur Deckung des Blindleistungsbedarfs. Grundsätzlich ist der Netzbetreiber frei in der Entscheidung zur Errichtung einer VINK. Er sollte diese Option jedoch im Sinne einer effizienten Beschaffung gegenüber der marktlichen Beschaffung und regulierten Vergütung abwägen. **Aus Sicht der Gutachter ist daher zu differenzieren, ob er hinreichend intrinsisch zu dieser Abwägung incentiviert ist, oder ob eine extrinsische Incentivierung erwogen werden muss** (vgl. hierzu Abschnitt 3.4.4). Mit der Säule A und B stehen dem Netzbetreiber alternativen zur Verfügung. Zeitgleich stellen VINK eine

verlässliche Bezugsquelle für den Netzbetreiber dar, wenn die alternative Deckung durch Säule A und B nicht möglich oder nicht effizient ist. Durch diese Opportunität wird auch die lokale Ausübung von Marktmacht limitiert.

Parallele Planung: Abwägung aller Beschaffungsoptionen. Der Grundgedanke des Konzeptes ist, dass Anreize bestehen vor der Errichtung einer VINK parallel die Säulen A und B als Alternative zu prüfen bzw. abzuwägen. Im Status quo ist die Säule A i.d.R. bereits ausgereizt, da es bisher keine regulierte Vergütung gibt (vgl. Abschnitt 3.3.2). Dies muss allerdings nicht zwangsweise der Fall sein, weshalb alle Säulen abzuwägen sind. Insbesondere soll aber die marktliche Beschaffung als Alternative zum VINK geprüft werden. **Ist eine extrinsische Incentivierung im o.g. Sinne notwendig, ist daher die Formalisierung des Abwägungsprozesses vorgesehen** (vgl. Abschnitt 3.4.3 bzw. 3.4.4). Liegen hingegen ausreichen intrinsische Anreize vor, bspw. aufgrund der Wirkung der ARegV bei Verteilnetzbetreibern, ist ein formalisierter Abwägungsprozess nicht notwendig. Liegen der Blindleistungsbedarf und die Qualitätsanforderungen an die (potenziellen) Erbringer unabhängig vom gewählten Beschaffungsweg ohnehin vor, entsteht durch die (formalisierte) parallele Prüfung beider Säulen kein signifikanter Mehraufwand. Der Netzbetreiber wählt im Anschluss die technisch-ökonomisch effizienteste Option/Säule (marktliche Beschaffung oder VINK). Dieses Vorgehen entspricht dem im EnWG verankerten Grundsatz einer effizienten Netzbewirtschaftung und sollte grundsätzlich auch im unternehmerischen Interesse des Netzbetreibers liegen. Die Option zur Errichtung von VINK bleibt dem Netzbetreiber demnach erhalten, wenn dies die technisch-ökonomisch sinnvollste Option darstellt. An dieser Stelle sei angemerkt, dass ein formalisierter Prozess im Falle unzureichender intrinsischer Anreize nur insofern zwingend ist, als dass ihn die Gutachter als Voraussetzung für die Kostenanerkennung der VINK sehen.

Ausnahmen von der formalisierten parallelen Planung: technisch äquivalente Alternativen zur VINK müssen vorhanden sein. Um unnötige Transaktionskosten zu vermeiden ist die formalisierte parallele Planung nur dann bzw. nur so lange durchzuführen, wie eine marktliche Beschaffung praktisch als Alternative in Frage kommt. Daher sind Ausnahmeregelungen vorgesehen, wenn bspw. aufgrund von technischen Restriktionen die marktliche Beschaffung ex

ante ausgeschlossen werden kann (vgl. Abschnitt 3.4.4). Technisch äquivalent bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die alternative Option den Blindleistungsbedarf in geeigneter Weise zuverlässig decken können muss und explizit nicht, dass beide Optionen technisch gleich sein müssen.

Vergleichbares Sicherheitsniveau der alternative ist notwendig.

Bei der formalisierten parallelen Planung von marktlicher Beschaffung und der VINK ist das notwendige Sicherheitsniveau zu berücksichtigen. Kann das notwendige Sicherheitsniveau nur durch ein VINK, jedoch nicht durch die marktliche Beschaffung erreicht werden, ist die marktliche Beschaffung auszuschließen. Das notwendige Sicherheitsniveau ist durch den Netzbetreiber entsprechend des Status quo zu bestimmen und ggf. auf Nachfrage gegenüber der Regulierungsbehörde nachzuweisen. Dies darf jedoch nicht zur Schaffung von Markteintrittsbarrieren bei der formalisierten Abwägung missbraucht werden. Die entsprechenden Details werden in Abschnitt 3.4.4 diskutiert.

Anreiz: Die VINK-Opportunität schafft einerseits Planungssicherheit für den Netzbetreiber und begrenzt implizit die Ausübung von lokaler Marktmacht. Andererseits müssen marktliche Alternativen gegenüber der Errichtung von VINK abgewogen werden. Die Abwägung bzw. parallele Planung von VINK und marktlicher Beschaffung stellt sicher, dass VINK nur dann errichtet werden, wenn diese die technisch-ökonomisch effiziente Option sind. Je nach Bewertung der Anreizstruktur der Netzbetreibers muss diese Abwägung u.U. durch einen formalisierten Abwägungsprozess extrinsisch sichergestellt werden. Zeitgleich sind VINK eine Opportunität der Säule B (marktliche Beschaffung), sodass sie implizit die Marktmacht im Rahmen der marktlichen Beschaffung beschränken. D.h., die marktliche Beschaffung wird nur durchgeführt, sofern sie effizient ist, da anderenfalls VINK errichtet werden können. Durch die Ausnahmeregelung beim formalisierten Abwägungsprozess werden zudem unnötige Transaktionskosten vermieden. Das Vorgehen entspricht somit dem Grundsatz ökonomischer Abwägung und führt zu einer ökonomisch-technisch effizienten Beschaffung der Blindleistung. Eine genaue Darstellung der Anreize erfolgt im Rahmen von Kapitel 5.

3.2. Das 3-Säulen-Konzept mit Wahlfreiheit

Im Beschaffungskonzept stehen dem Netzbetreiber **drei parallele Säulen für die Beschaffung von Blindleistung** zur Verfügung. Im Rahmen seiner unternehmerischen Freiheit nutzt der Netzbetreiber eine oder eine beliebige Kombination der Säulen zur Deckung seines Blindleistungsbedarfs. Dies ermöglicht eine situativ bedarfsgerechte Beschaffung, was aus Sicht der Gutachter von zentraler Bedeutung ist, um den mannigfaltigen Gegebenheiten im Kontext der Blindleistungsbeschaffung gerecht werden zu können. Nach der Beschreibung der einzelnen Säulen in Unterkapitel 3.1 erfolgt nun fokussiert die kombinierte Betrachtung der drei Säulen und insbesondere ihrer Anreiz- und Wechselwirkung untereinander. Nachstehende Abbildung 3-1 stellt das Zusammenspiel der drei Säulen schematisch dar.



Abbildung 3-1: Die drei Säulen der Beschaffung - Übersicht

Sichere Bedarfsdeckung ist gewährleistet. Durch die Wahlfreiheit zwischen den drei Säulen stehen dem Netzbetreiber (NB) unterschiedliche Möglichkeiten zur Bedarfsdeckung zur Verfügung. Die Anreizwirkung zwischen den drei Säulen ist so gewählt, dass der Netzbetreiber i.d.R. intrinsisch motiviert ist, die effiziente Säule bzw. die effizienteste Kombination zur Beschaffung der benötigten Blindleistung zu wählen. Die regulierte Vergütung (Säule A) stellt im Konzept eine verlässliche und kalkulierbare Möglichkeit zur

Blindleistungsbeschaffung innerhalb der *einforderbaren TAB* für den Netzbetreiber dar, die mit geringen Transaktionskosten einhergeht. Insbesondere wird hierdurch sichergestellt, dass der Netzbetreiber uneingeschränkt auf die Ressourcen gemäß einforderbarer TAB zurückgreifen kann. Die Möglichkeit zur Errichtung von VINK (Säule C) erlaubt es dem Netzbetreiber darüberhinausgehenden Bedarf sicher und uneingeschränkt zu decken. Dadurch ist die Deckung des gesamten Bedarfes jederzeit sichergestellt. Dies entspricht dem Status quo (Deckung über TAB und Netzbetriebsmittel/VINK), in der eine marktliche oder vergleichbare Beschaffung nur in Ausnahmefällen und tendenziell nur in hohen Spannungsebenen eine Rolle spielt.

Anreiz zur marktlichen Beschaffung durch Abwägung der drei Säulen¹⁶ im Sinne der Effizienzsteigerung. Umgekehrt setzt die regulierte Vergütung innerhalb von Säule A Anreize dafür abzuwägen, ob die Kapazität (oder deren Abruf), die der Netzbetreiber entsprechend der *einforderbaren TAB* einfordern kann, tatsächlich benötigt wird oder ob bereits eine geringe Kapazität ausreichend wäre („reichen *individuelle TAB* unterhalb der *einforderbaren TAB* hier aus?“). Zudem werden Anreize zur Abwägung der marktlichen Beschaffung als Alternative zur Einforderung durch die individuellen TAB gesetzt („nutze ich mein Optionsrecht durch die individuellen TAB aus und zahle die regulierte Vergütung oder gibt es kostengünstigere Alternativen?“). Hierdurch können Effizienzen gehoben werden (vgl. Unterkapitel 3.1). Ob eine regulierte Vergütung zielführend ist, ist jedoch an weitere Voraussetzungen geknüpft, welche in Kapitel 4 adressiert werden. Hier erfolgt auch die Begründung warum die Vergütung reguliert erfolgen sollte. Sind diese Voraussetzungen (aktuell) nicht erfüllt ist eine regulierte Vergütung auf der jeweiligen Spannungsebene nicht zielführend und folglich (aktuell) abzulehnen. Darüber hinaus bildet die regulierte Vergütung im Rahmen von Säule A einen deutschlandweit einheitlichen Referenzpreis für die marktliche Beschaffung. Der Netzbetreiber wird immer dann auf die marktliche Beschaffung zurückgreifen, wenn sein Bedarf entweder nicht vollständig durch Säule A oder C gedeckt werden kann oder wenn die marktliche Beschaffung für ihn kostengünstiger ist als die Beschaffung mittels

¹⁶ Die Anreize zur effizienten Abwägung zwischen den Säulen A und C werden in diesem und im nächsten Absatz mitberücksichtigt und daher nicht separat beschrieben. Diese sind also explizit gegeben.

regulierter Vergütung (oder VINK). Konsequenterweise besteht ein Anreiz zur marktlichen Beschaffung immer dann, wenn diese ökonomisch effizient ist. Dabei stellen sich die Preise im Rahmen der marktlichen Beschaffung (unter Berücksichtigung der Leitplanken durch die regulierte Vergütung und die VINK-Opportunität) entsprechend des Angebots und der Nachfrage frei ein und können folglich regional unterschiedlich sein. Folglich wird die marktliche Beschaffung immer dort eine Rolle spielen, wo es mehr als einen Anbieter gibt und daher überhaupt eine marktliche Beschaffung effizient sein kann.

Anreiz marktlichen Beschaffung durch Abwägung von Säule B und C. Die marktliche Beschaffung dient auch als Alternative zur Errichtung von VINK. Ziel ist hierbei die Nutzung aller Potenziale und somit die effiziente Substitution von VINK (vgl. Unterkapitel 3.4). Konsequenterweise besteht ein Anreiz zur marktlichen Beschaffung (unter der Voraussetzung eines vergleichbaren Sicherheitsniveaus, vgl. Abschnitt 3.1.3) immer dann, wenn diese kostengünstiger als die VINK-Opportunität ist. Umgekehrt bildet Säule C auch eine obere Preisgrenze für die marktliche Beschaffung. Ist die Bedarfsdeckung im Rahmen der marktlichen Beschaffung teurer als die Errichtung eines VINK (oder grundsätzlich nicht möglich, z.B. aufgrund fehlender Anbieter) wird dieser der marktlichen Beschaffung vorgezogen. Hierdurch wird die potenzielle Marktmacht einzelner Anbieter auf den Netzbetreiber beschränkt. Zu beachten ist hier auch das Wechselspiel mit der regulierten Vergütung, mittels der eine Beschaffung innerhalb des Rahmens der *einforderbaren TAB* möglich ist.

Einschränkungen der Wahlfreiheit nur im Ausnahmefall: Liegen nicht ausreichende intrinsische Anreize zur Abwägung zwischen Säule C und B vor, empfehlen die Gutachter einen verpflichtenden Vergleich der Alternativen. Die Wahlfreiheit ist essenziell für das Beschaffungskonzept. Wie zuvor beschrieben ermöglicht das 3-Säulen-Konzept einerseits die marktliche Beschaffung im Sinne der StrommarktRL und setzt Anreize, diese effizient zu nutzen. Andererseits wird sichergestellt, dass die benötigte Blindleistung jederzeit effizient beschafft werden kann und dass weiterhin eine bedarfsgerechte Errichtung von VINK möglich ist. Die unternehmerische Freiheit und Souveränität des Netzbetreibers werden durch die Wahlfreiheit nicht eingeschränkt, sondern besonders betont. **Effizientes Verhalten wird daher angeregt und belohnt, während weniger effizientes Verhalten mit Nachteilen einhergeht.**

Die entsprechenden Anreize resultieren aus dem Benchmarking der ARegV sowie den Risiken für die Netzbetreiber durch die Kosten der Blindleistungsbeschaffung. Die **Stärke der Anreize aus beiden Teilbereichen ist dabei abhängig von der Kosteneinordnung der Blindleistungsbeschaffungskosten in der ARegV**. Diese entscheidet darüber, inwiefern Netzbetreiber Anreize durch das Benchmarking erhalten, aber auch inwiefern die Risiken auf die Netzkunden wälzbar sind. Eine Diskussion der möglichen Kosteneinordnungen wird in Unterkapitel 6.3 vorgenommen. Die letztendliche Einordnung der Kosten liegt jedoch nicht im Kompetenzbereich des Gutachtens. Die Gutachter weisen an dieser Stelle jedoch darauf hin, dass die Höhe der Anreizwirkung mit den resultierenden Risiken der Netzbetreiber bei der Kosteneinordnung im Rahmen der ARegV abgewogen werden muss.

In einzelnen Spannungsebenen oder allg. Teilbereichen kann die unterstellte Anreizwirkung aufgrund unterschiedlichster Effekte jedoch reduziert sein. In diesen Fällen sieht das Konzept eine verpflichtende und formalisierte Abwägung der marktlichen Beschaffung und somit eine punktuelle Eingrenzung der unternehmerischen Freiheit der Netzbetreiber vor, um den Vorgaben der StrommarktRL zu genügen. Dieser formalisierte Abwägungsprozess ist jedoch nur nötig, falls die Netzbetreiber die Kosten der VINK im Rahmen der Erlösobergrenze der ARegV geltend machen wollen. VINK außerhalb des ARegV Regimes können und sollen nicht adressiert werden. Eine Prüfung dieses Prozesses durch die BNetzA kann im Bedarfsfall erfolgen (Details vgl. Abschnitt 5.5.1). Ob und welche Einschränkungen der Wahlfreiheit erforderlich sind, wird, differenziert nach den Spannungsebenen, detailliert in Kapitel 5 bewertet und entsprechende Vorschläge zur Ausgestaltung der drei Säulen unterbreitet.

Ganzheitliches Konzept mit drei parallelen Beschaffungssäulen.

Das vorgestellte Konzept schafft einen Rahmen indem Netzbetreiber dazu angeregt werden ihren Blindleistungsbedarf effizient zu decken. Auch ermöglicht es die Teilnahme aller qualifizierten Marktteilnehmer i. S. d. StrommarktRL zur Deckung des Blindleistungsbedarfs und setzt die Vorgaben der StrommarktRL hinsichtlich der „transparenten, diskriminierungsfreien und marktlichen Beschaffung“ vollumfänglich um. Der zentrale Grundgedanke des Konzepts ist die Wahlfreiheit zwischen den drei parallelen Säulen, die kombiniert als ganzheitliches Konzept anzusehen sind. Trotz der großen Bedeutung jeder

einzelnen Säule entfaltet das Konzept seine Wirkung durch die Kombination und Wechselwirkung aller drei Säulen. **Das isolierte Herauslösen einzelner Säulen oder Kernbestandteilen** (bspw. der regulierten Vergütung im Rahmen von Säule A) **ist folglich nicht sachgerecht und würde die Effektivität des Konzeptes signifikant reduzieren.**

Durch das Konzept werden weder die Souveränität der Netzbetreiber noch die Nutzung einzelner Beschaffungsoptionen limitiert. Eine zuverlässige Deckung des Blindleistungsbedarfs ist jederzeit – heute und auch zukünftig – möglich. Vielmehr werden durch die Wahlfreiheit und Anreizwirkung zwischen den drei parallelen Säulen des Konzepts weitere Optionen und Potenziale erschlossen, indem diese Optionen situativ effizient genutzt werden. Das Konzept trägt daher dazu bei den Blindleistungsbedarf sowohl sicher und zuverlässig als auch diskriminierungsfrei und effizient zu decken.

Dabei verfolgt das Beschaffungskonzept jedoch weitere Ziele (vgl. Unterkapitel 1.2) und erhebt nicht den Anspruch, alle Effizienzpotenziale zu Beginn vollumfänglich zu heben. Vielmehr soll das vorliegende Beschaffungskonzept die Beschaffung von Blindleistung initial auf strukturierte und praxisnahe Füße stellen, um ausgehend davon künftig evaluiert und weiterentwickelt zu werden. Zudem soll eine möglichst friktionslose Einführung des Beschaffungskonzepts ermöglicht werden.

3.3. Bedarfsgerechte und effiziente Kapazitätsanforderungen bei Neuanlagen

Nachfolgend wird zunächst das Effizienzpotential „bedarfsgerechte und effiziente Kapazitätsanforderungen bei Neuanlagen“ beschrieben. Anschließend wird der zugehörige Wirkmechanismus, über den das Potenzial gehoben werden kann, erläutert. Zudem werden Anwendungsvoraussetzungen diskutiert, die erfüllt sein müssen, damit der Wirkmechanismus im Einzelfall einsetzbar ist.

3.3.1. Effizienzpotenzial Kapazitätsanforderung

Im Status quo erfolgt die Beschaffung von Blindleistungskapazität bei Neuanlagen (nahezu ausschließlich vergütungsfrei) im Rahmen der *einforderbaren TAB* (vgl. Abschnitt 2.5.4), die entsprechende

Blindleistungskapazitäten der Anlagen vorsehen. Hierbei erfolgt i.d.R. bisher keine (direkte) Vergütung der Blindleistungskapazität. Lediglich auf der HöS gibt es z.T. eine Vergütung des Blindleistungsabrufs durch die Netzbetreiber an (Erzeugungs-)Anlagen – hier ist jedoch nicht pauschal bekannt, ob diese für Bereiche innerhalb der *einforderbaren TAB* gezahlt wird, oder für solche außerhalb. Allerdings kann eine Vergütung des Abrufs indirekt auch zur Vergütung von Kapazität führen. Aufgrund der Situation im Status quo gibt es (in aller Regel) keinen ökonomischen Anreiz für die Netzbetreiber, einen etwaigen Spielraum der *einforderbaren TAB* nicht auszureizen. Das heißt, es gibt keinen Anreiz, weniger als die maximal mögliche Kapazität durch die *individuellen TAB* (eines Netzgebietes) einzufordern. Gleichzeitig orientieren sich die *einforderbaren TAB* an den deutschlandweit gültigen *TAR* (vgl. Abschnitt 2.2.6), sodass diese – sinnvollerweise – im Status quo so definiert sind, dass über alle Netzbetreiber einer Spannungsebene hinweg ein sicherer Netzbetrieb gewährleistet ist. Zusammengefasst könnte ein *bedarfsgerechter* ökonomischer Anreiz also zu einer netzbetreiber-spezifischen Abwägung führen, den etwaigen Spielraum der *einforderbaren TAB* nicht immer auszureizen. Z.B. könnten Netzbetreiber nicht bei jeder (Erzeugungs-)Anlage die maximal mögliche Kapazität in den *individuellen TAB* einfordern oder bei allen Anlagen anteilig weniger Kapazität einfordern, sofern diese nicht erforderlich ist. Somit könnten Kosten der Blindleistungskapazität bei Neuanlagen eingespart werden. Dies betrifft insbesondere die im Zuge der Energiewende signifikant steigende Zahl von Wechselrichter-basierten Erzeugungsanlagen und Speicher (vgl. z.B. [5], [6]), deren Blindleistungskapazität von der Wechselrichterdimensionierung abhängt, sodass hier ggf. Effizienzpotentiale bestehen. Laut [2] werden durch EE-Anlagen in den kommenden Jahren erhebliche umfangreiche nicht benötigter Kapazitäten für Blindleistung errichtet. Diese vermeidlichen Überkapazitäten sollen im Sinne des *Effizienzpotenzial Kapazitätsanforderung* vermeiden werden.

Wie bereits diskutiert gibt es einen gewissen Spielraum, der es dem Netzbetreiber ermöglicht im Rahmen seiner *individuellen TAB* geringere Anforderungen zu definieren als es ihm die *einforderbaren TAB* ermöglichen. Selbst wenn die geringeren Anforderungen bedarfsgerecht für den Netzbetreiber und folglich auch effizienter wären, existiert im Status quo jedoch keinen Anreiz von der Maximalforderung abzusehen. Im Ergebnis entsprechenden die *individuellen TAB* daher i.d.R. dem maximal möglichen der *einforderbaren TAB* – unabhängig

davon, ob dieses Vorgehen effizient ist (vgl. 3.3). Ursache hierfür ist der bereits erwähnte fehlende ökonomische Anreiz zur Abwägung¹⁷ für den Netzbetreiber, die Höhe der *individuellen TAB* der Neuanlagen unterhalb der *einforderbaren TAB* zu wählen. Im theoretischen Extremfall wären sogar anlagenspezifisch festgelegte *individuelle TAB* denkbar. Angenommen es gäbe einen solchen Anreiz und aus techno-ökonomischer Sicht des Netzbetreibers eine bedarfsgerechte Höhe der *individuellen TAB* unterhalb der Höhe der *einforderbaren TAB*, wäre eine Überkapazität bei Neuanlagen vermeidbar. An dieser Stelle sei betont, dass bei dieser techno-ökonomischen Abwägung des Netzbetreibers Transaktionskosten eingepreist werden müssen.

Regulierte Vergütung kann Anreize zur Abwägung setzen. Das über den Wirkmechanismus adressierte Effizienzpotential zielt primär auf die Kapazitätsanforderungen innerhalb der *einforderbaren TAB* (entsprechend Säule A, vgl. Abschnitt 3.1.1). Gleichzeitig handelt es sich bei diesen Kapazitätsanforderungen aber um ein einseitiges Optionsrecht des Netzbetreibers, das durch den NC RfG bzw. die nationalen TAR besteht.¹⁸ Daher kann eine regulierte Vergütung den entsprechenden ökonomischen Anreiz zur o.g. Abwägung setzen. Dabei können die Anreize für die konkreten Vorgaben in den *individuellen TAB*, die unterhalb der Vorgaben in den *einforderbaren TAB* liegen, in die folgenden drei Punkte eingeteilt werden:

1. Kosteneinsparung durch Vermeidung von Überkapazität. Dies ist der Fall, wenn es nicht notwendig ist, die *einforderbaren TAB* vollständig auszureizen.
2. Kosteneinsparung durch günstigere Alternativen in Säule B
 - a. Innerhalb der *einforderbaren TAB*, z.B. aufgrund von Wettbewerb mehrerer Alternativen

¹⁷ Dies impliziert nicht, dass Netzbetreiber diese Abwägung nicht dennoch oder nicht heute bereits treffen. Da Netzbetreiber jedoch betriebswirtschaftlich agierende Unternehmen sind, kann auch nicht ohne weiteres pauschal von einer Abwägung i.S. der volkswirtschaftlichen Effizienz ausgegangen werden.

¹⁸ Anmerkung: Die TAR als solche, sowie das resultierende, o.g. einseitigen Optionsrechts werden als sinnhaft erachtet, vgl. u.a. Abschnitt 2.2.5

- b. Außerhalb der *einforderbaren TAB* (z.B. auch Verbraucher oder andere Anbieter, keine Blindleistungserbringung verpflichtend eingefordert werden kann)
3. Kosteneinsparung durch günstigere Alternativen in Säule C

Nachfolgend wird das grundsätzliche Wirkprinzip der Anreize in Abhängigkeit von den „Stellschrauben“: Höhe der *einforderbaren TAB* und Höhe der regulierten Vergütung in Säule A erläutert.

3.3.2. Wirkmechanismus Kapazitätsanforderung

Grundprinzip

Hintergrund. Die TAR sind zwar spannungsebenen-spezifisch ausgearbeitet, jedoch ist deren Gültigkeit deutschlandweit. Folglich sind die Spezifikationen der *einforderbaren TAB* nicht zwingend in jedem Netzgebiet (bzw. im Extremfall an jedem Netzknoten) gleich einer bedarfsgerechten Höhe der *individuellen TAB*. Um den Netzbetreibern einen Anreiz zu geben, individuell abzuwägen, was tatsächlich die für ihr Netzgebiet bedarfsgerechte Höhe ihrer *individuellen TAB* ist, gilt folgendes Grundprinzip des *Wirkmechanismus Kapazitätsanforderung*:

Das Grundprinzip des *Wirkmechanismus Kapazitätsanforderung* besteht darin, durch eine regulierte Vergütung (Kapazität und/oder Arbeit) die Netzbetreiber dazu anzureizen, ihren Spielraum effizient auszunutzen, d.h. ihre *individuellen TAB* bedarfsgerecht zu wählen und vorhandene Alternativen, insbesondere der marktlichen Beschaffung, aber auch VINK, in den Abwägungsprozess mit einzubeziehen, um so eine bedarfsgerechte Beschaffung von Blindleistungskapazität zu erreichen. Die regulierte Vergütung von Blindleistungskapazität kann dabei direkt über eine Blindleistungskapazitätsvergütung (EUR/kVAr) oder indirekt über eine Abrufervergütung (EUR/kVArh) erfolgen, falls dadurch Deckungsbeiträge oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten erzielt werden. Details der Ausgestaltung werden in Kapitel 4 diskutiert.

Fiktives Beispiel zur Verdeutlichung der Zusammenhänge. Der grundsätzliche Zusammenhang zwischen den *individuellen TAB* verschiedener Netzbetreiber, den deutschlandweit gültigen *einforderbaren TAB* und einer fehlenden regulierten Vergütung werden nachfolgend anhand von Abbildung 3-2 verdeutlicht. Die in blau dargestellte Linie der *einforderbaren TAB* ist dabei eine horizontale Linie, die aufzeigt, dass jeder Netzbetreiber seine *einforderbaren TAB* entsprechend TAR so bestimmt, dass er für jede (neue) Anlage (1,2, ...N) die **gleiche Anforderung** hinsichtlich der installierten

Blindleistungskapazität stellen kann¹⁹. Im fiktiven Beispiel gehen die Gutachter davon aus, dass die *einforderbaren TAB* dem Höchstmaß an Blindleistungskapazitätsanforderung entspricht, welche die TAR ermöglichen.

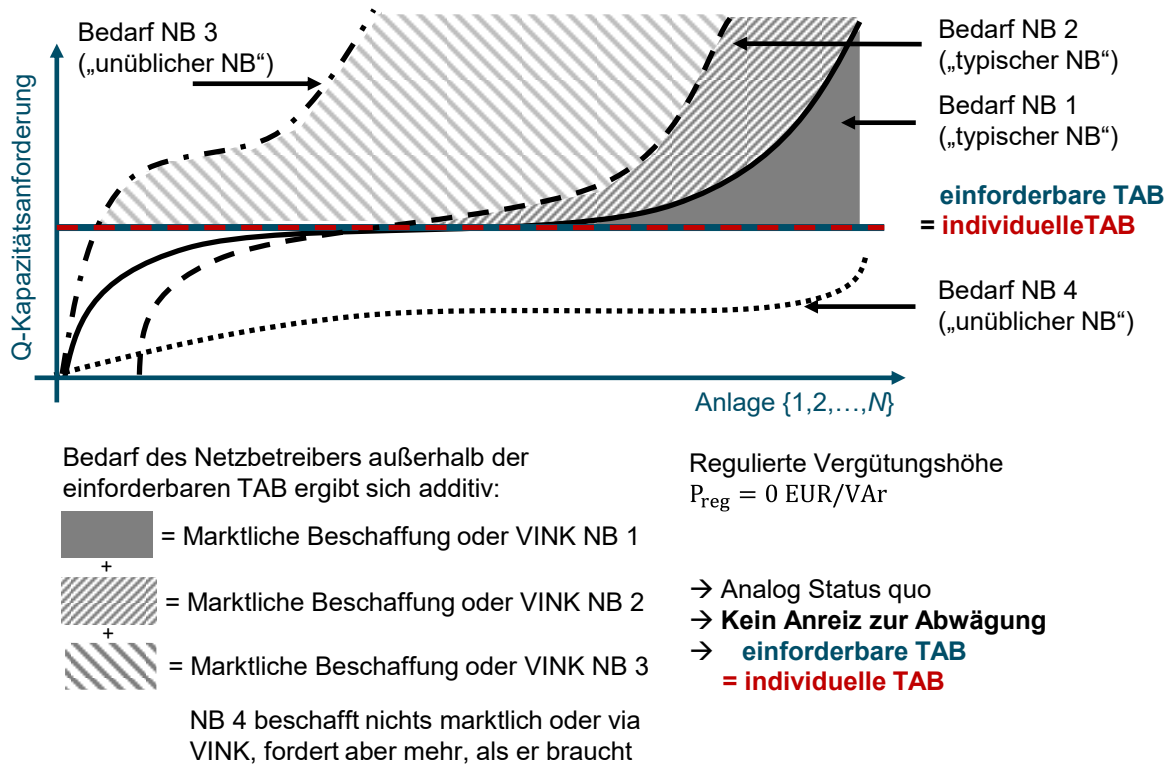


Abbildung 3-2: Bedarf von vier fiktiven, aber unterschiedlichen Netzbetreibern vor dem Hintergrund der *einforderbaren TAB* (schematische Darstellung)

Da Abbildung 3-2 von einer regulierten Vergütung i.H.v. Null ausgeht, besteht kein ökonomischer Anreiz für die Netzbetreiber, weniger Kapazität einzufordern als durch die *einforderbaren TAB* möglich,

¹⁹ Wie bereits erläutert, abstrahiert dieses Kapitel von spannungsebenen- oder anlagenspezifischen Unterschieden und dient der Verdeutlichung der Wirkmechanismen aus einer theoretisch-abstrakten Perspektive. Theoretische Differenzierungen der Netzbetreiber hinsichtlich der jeweiligen *einforderbaren TAB* von den TAR werden ebenfalls vernachlässigt. Auch wird hier i.d.R. vernachlässigt, dass ein Netzbetreiber mehrere *individuelle TAB* für verschiedene Netzgebiete haben kann.

sodass die Höhe der in Rot dargestellten *individuellen TAB* für alle Netzbetreiber der *einforderbaren TAB* entspricht. Als Vereinfachung wird in diesem Beispiel davon ausgegangen, dass die TAR keine Mindestblindleistungskapazität für Anlagen vorgeben, d.h. in diesem Beispiel könnten Netzbetreiber die *individuellen TAB* (im Extremfall der Einzelfallentscheidung) je Anlage zwischen Null und der Höhe der *einforderbaren TAB* variieren.

Die vier schwarzen Linien stellen den Bedarf an Blindleistungskapazität je Anlagen von vier fiktiven Netzbetreibern dar. Es wird ersichtlich, dass die Höhe der *einforderbaren TAB* verschiedene Implikationen für diese Netzbetreiber hat. Netzbetreiber 1, 2 und 3 können ihren vollständigen Bedarf nicht ausschließlich darüber decken, dass sie für jede Anlage die *individuellen TAB* entsprechend der *einforderbaren TAB* ausreizen. Der jeweils grau markierte Bereich zeigt den Bedarf an, den der Netzbetreiber alternativ, d.h. im Beschaffungskonzept über die Säule B (marktliche Beschaffung) oder C (VINK) decken muss. Grundsätzlich steht es dem Netzbetreiber dabei auch frei, auch den Bedarf unterhalb der Höhe der *einforderbaren TAB* durch Säule B oder C zu decken. Die Höhe der individuellen Blindleistungskapazität je Anlage im Falle der Netzbetreiber 1, 2 und 3 liegt bei den ersten Anlagen oberhalb der Bedarfskurve. Bei Netzbetreiber 4 liegt die Höhe der *individuellen TAB* durchweg oberhalb des Bedarfes, sodass die Anlagen durchweg mit mehr Blindleistungskapazität ausgestattet werden, als dies zur Deckung des Bedarfes notwendig wäre. Folglich entspricht die Fläche zwischen der Bedarfskurve von Netzbetreiber 4 und den *individuellen TAB* dem Effizienzpotential zur bedarfsgerechten Kapazitätsanforderung.

Anreiz zur Begrenzung der eingeforderten Kapazität

Das Beispiel zeigt, dass auch Netzbetreiber 4 seine individuellen *TAB* aufgrund fehlender Anreize voll ausreizt und die maximal mögliche Blindleistungskapazität von den Anlagen fordert ungeachtet dessen, dass auch eine geringere Kapazität ausreichend wäre. Eine regulierte Vergütung größer Null könnte hier einen entsprechend Anreiz setzen und dazu führen, dass Netzbetreiber 4 seine *individuellen*

TAB in einer idealisierten Welt²⁰ nicht maximal (Abbildung 3-2 bzw. Abbildung 3-3 links oben) wählt, sondern eher entsprechend Abbildung 3-3 (links unten). D.h., für jede Anlage wird der individuell entsprechend seines Bedarfes tatsächlich benötigte Bedarf an Blindleistungskapazität auch eingefordert, und zwar obwohl die Höhe der *einforderbaren TAB* mehr zulassen würde. Entsprechend würde er einen relativ großen Beitrag zur Effizienzsteigerung i.S. des volkswirtschaftlichen Optimums leisten, da der Aufbau nicht benötigter Kapazitäten vermieden würde.

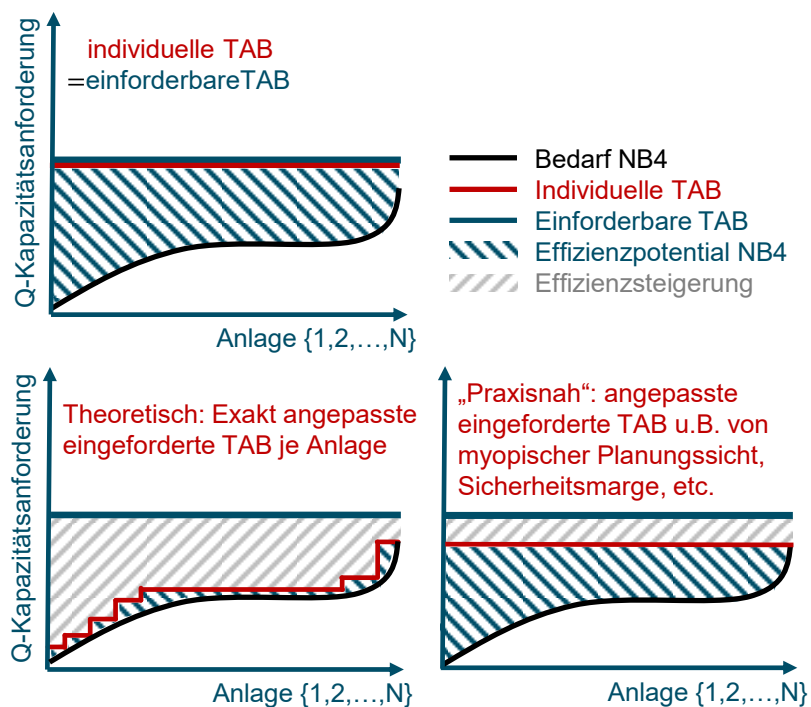


Abbildung 3-3 Zusammenhang zwischen regulierter Vergütung und *individuellen TAB* sowie Effizienzpotentialen und -steigerungen (schematische Darstellung; Theoretisches Extrem)

²⁰ Annahme von perfekter Vorausschau (insb. bzgl. des zukünftigen Anlagenbaus), Risikoneutralität, Vernachlässigung von Transaktionskosten, usw.

Dieses theoretische Extrem scheint jedoch insbesondere ausfolgenden Gründen praxisfern:

1. **Myopische Planungssicht:** Der Netzbetreiber kennt ex-ante nicht die Blindleistungskapazität, die er optimaler Weise einfordern sollte, da er insbesondere nicht den während der Lebenszeit der jeweiligen Anlage stattfindenden Zubau anderer Anlagen kennt. Zwar kann er gewisse Prognosen treffen, jedoch sind diese in der zeitlichen Dimension, insbesondere auch in der räumlichen Dimension mit starker Unsicherheit behaftet. Insbesondere letzteres ist aufgrund des lokalen Blindleistungsbedarfs kritisch. Das heißt, er hat keine perfekte Vorausschau, sondern eine myopische Planungssicht.
2. **Transaktionskosten:** Eine individuelle Auslegung der Anlagen bzw. der *individuellen TAB* ist mit abnehmender Spannungsebene zunehmend ineffizient, da die Anlagenanzahl signifikant steigt und daher in der Praxis anfallende Transaktionskosten den volkswirtschaftlichen Nutzen der in Abbildung 3-3 (links unten) eingezeichneten Effizienzsteigerung überkompensieren würde.
3. **Unvollständige Information und nicht vollständig rationales Verhalten, Abweichung zwischen Soll- und Ist-Verhalten der Anlagen:** Das Verhalten der Anlagen im Blindleistungsabruf ist nur mit einer gewissen Fehlerbandbreite beherrschbar, sodass u.U. eine gewisse Marge bei der Kapazitätsanforderung sinnvoll sein kann. Gleichzeitig ist der Informationszustand über die aktuellen Netzzustandswerte auf den unteren Spannungsebenen oft nicht oder nur teilweise gegeben. Daneben gibt es weitere Gründe, wie risikoaverses Verhalten, welche hier nicht vertieft werden.

Trotz der genannten Limitationen sollte eine regulierte Vergütung größer Null dazu führen, dass ein Teil des theoretisch vorhandenen Effizienzpotentials auch in der Praxis gehoben werden kann. So könnte im oben gezeigten Beispiel resultieren, dass Netzbetreiber 4 für alle Anlagen (eines seiner Netzgebiete) die Höhe der *individuellen TAB* einheitlich (denkbar wären auch mehrere einheitliche Stufen o.ä.) unterhalb der *einforderbaren TAB* festlegt, vgl. Abbildung 3-3 (rechts).

Anreiz zur Abwägung der Alternativen

Neben dem oben geschilderten Anreiz, die eingeforderte Kapazität an sich zu begrenzen, führt die Bepreisung der einforderbaren bzw. *individuellen TAB* durch eine regulierte Vergütung im Kontext von Säule A auch dazu, dass Netzbetreiber einen Anreiz zur Abwägung zwischen ggf. vorhandene Alternativen der marktlichen Beschaffung (Säule B, vgl. Abschnitt 3.1.2) und der Säule A: Technische Anschlussrichtlinien und Netzbetreiberkoordination (vgl. Abschnitt 3.1.1) haben. Analog gilt dies grundsätzlich auch für die Abwägung mit VINK (Säule C, vgl. Abschnitt 3.1.3). Das heißt, dass nicht nur der residuale Bedarf, der außerhalb der *einforderbaren TAB* ohnehin durch die marktliche Beschaffung oder VINK gedeckt werden muss (vgl. Abbildung 3-3, grau eingefärbte Fläche), durch die Säulen B oder C gedeckt wird, sondern dass Netzbetreiber auch ihren Bedarf innerhalb der *einforderbaren TAB* durch die Säule B oder C anstatt durch Säule A decken können und sollten, sofern dies zu einer effizienteren Beschaffung führt.

Zwei implizierte Preisschranken der marktlichen Beschaffung.

Bei der o.g. Abwägung der Säulen A und B spielen die Höhe der regulierten Vergütung in Säule A und die Anzahl an vorhandenen Anbietern im Rahmen der marktlichen Beschaffung (Säule B) eine entscheidende Rolle (wobei insbesondere Erzeuger entsprechend der *einforderbaren TAB* nach TAR in Säule A und B teilnehmen können). Gibt es nur genau eine Möglichkeit bzw. einen Anbieter an Blindleistungskapazität, könnte dieser Anbieter seine Marktmacht nutzen und beliebig hohe Preise fordern. Die Höhe der regulierten Vergütung stellt aber die Kosten der Opportunität, nämlich der Bedarfsdeckung durch Säule A dar. Ebenso wirken die Beschaffungskosten des VINK als eine Opportunität zur Säule B, sodass es zwei implizite Preisobergrenzen der marktlichen Beschaffung, sprich der Säule B gibt. Folglich bietet der (rationale) Anbieter höchstens bis zur Höhe der minimalen Opportunität an, sodass die Marktmacht begrenzt ist. Im Falle mehrerer Anbieter könnte es jedoch dazu kommen, dass durch Wettbewerb Angebote unterhalb der impliziten Preisobergrenzen (aber oberhalb der wahren Kosten der Anbieter) vorliegen, die dem Netzbetreiber eine kostengünstigere Beschaffung der Blindleistungskapazität ermöglichen. Hierbei berücksichtigt der Netzbetreiber hierfür anfallende Transaktionskosten. An dieser Stelle sei betont, dass die Beschaffung über Säule B alle Anbieterformen, d.h. z.B. auch Lasten,

Speicher oder Aggregatoren, berücksichtigen soll und muss, sodass auch bereits vorhandene Netzanschlussnehmer Blindleistungskapazität(-serweiterungen) als Alternative zur Einforderung dieser über Säule A anbieten können. Demgegenüber ist die regulierte Vergütung bzw. die Beschaffung über Säule A nur innerhalb der *einforderebaren TAB* möglich.

Anreize in Abhängigkeit der Parametrierung des Konzeptes

Wie im vorherigen Abschnitt 3.3.1 erläutert, hängen die Anreize von *Wirkmechanismus Kapazitätsanforderung* von der **Höhe der regulierten Vergütung** ab. Daneben ist allerdings die **Höhe der einforderebaren TAB** ein weiterer Parameter des Beschaffungskonzeptes. Denn die Anreize einer regulierten Vergütung größer null wirken nur für den Bereich, wo die regulierte Vergütung gilt und dieser Bereich entspricht genau den *einforderebaren TAB*. Dieses Kapitel wird anhand von ausgewählten, illustrativen und vereinfachten²¹ Beispielen aufzeigen, wie die Wechselwirkungen der einzelnen Parameter sind.

Unter der Annahme, dass die *einforderebaren TAB* ausreichend hoch dimensioniert (Fall α) sind, ergeben sich drei zu differenzierende Fälle der Höhe der regulierten Vergütung:

- α 1. Keine regulierte Vergütung ($P_{\text{reg}} = 0 \text{ EUR/VAr}$)
- α 2. Die regulierte Vergütung ist geringer (oder gleich) als die Kosten der marktlichen Beschaffung und als die Kosten der VINK-Opportunität ($P_{\text{reg}} \leq P_{\text{MB}} \wedge P_{\text{reg}} \leq P_{\text{VINK}} \wedge P_{\text{reg}} > 0$), aber größer null.
- α 3. Die regulierte Vergütung ist größer als die Kosten der marktlichen Beschaffung oder als die Kosten der VINK-Opportunität ($P_{\text{reg}} > P_{\text{MB}} \vee P_{\text{reg}} > P_{\text{VINK}}$).

²¹ Um die Betrachtung möglichst einfach zu halten und die Wirkweise zu verdeutlichen, wird hier z.B. angenommen, dass operativen Kosten aller Alternativen identisch sind, mithin für die Auswahl der Alternative keine Rolle spielen. Die in der Praxis vorhandenen Unterschiede der Kostenstrukturen wurden aber in Kapitel 4 berücksichtigt.

In den Kosten der marktlichen Beschaffung und der VINK-Opportunität sind Transaktionskosten zu berücksichtigen. Zudem müssen die Fälle zwei und drei nur für einen Teilbereich der *einforderbaren TAB* zutreffen, wie nachfolgend erläutert wird (vgl. auch Abbildung 3-3).

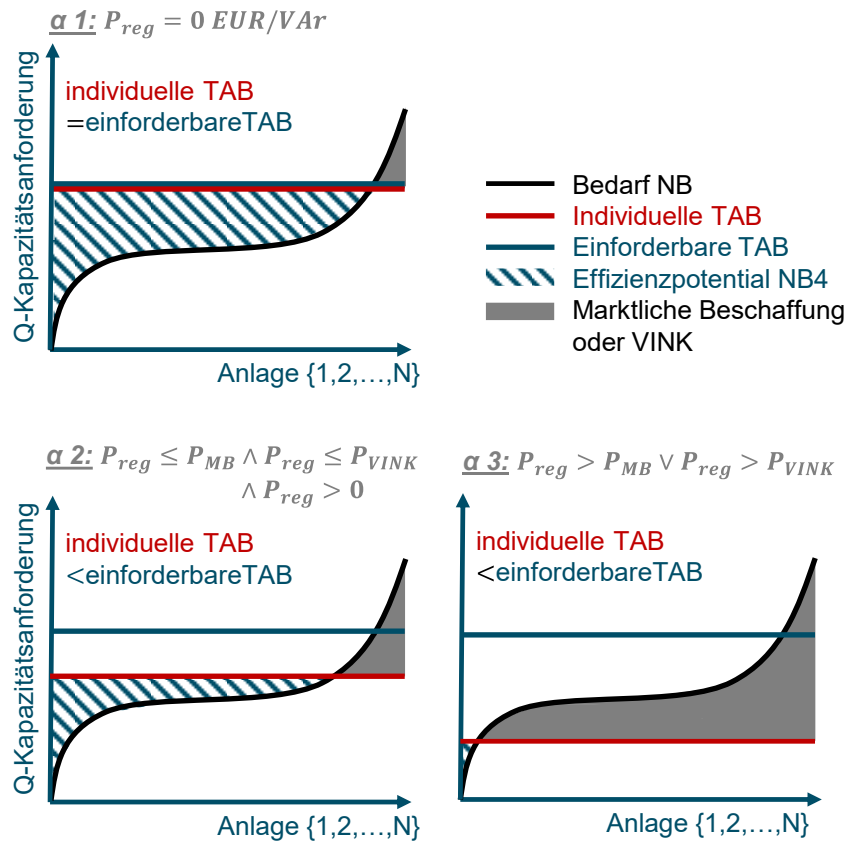


Abbildung 3-4: Auswirkungen unterschiedlicher Höhen der regulierten Vergütung im Rahmen von Säule A für verschiedene Fälle ($\alpha 1$ bis $\alpha 3$) bei (weitestgehend) ausreichend dimensionierten *einforderbaren TAB*

Fall $\alpha 1$. Wie bereits im letzten Abschnitt erläutert gibt es im Falle einer regulierten Vergütung i.H.v. Null keinerlei ökonomische Anreize für den Netzbetreiber, die *einforderbaren TAB* nicht auszureizen. Folglich wird er seine *individuellen TAB* entsprechend des maximal zulässigen Spielraums ausgestalten (vgl. Abbildung 3-4, links oben). Das dargestellte Effizienzpotential entspricht in diesem Fall einer möglichen Überkapazität. Gleichzeitig ist dies in der Praxis nicht vollständig zu heben (vgl. vorherige Ausführungen). Die dunkelgrau dargestellte Fläche entspricht dem Bedarf des Netzbetreibers, den er nicht durch sein Optionsrecht über die TAB decken kann, sodass er hier in die marktliche Beschaffung gehen muss oder einen VINK zur

Bedarfsdeckung einsetzt. Wie später noch erläutert wird, ist der Netzbetreiber für diesen Bereich entweder intrinsisch zur Abwägung der effizienten Lösung zwischen VINK und marktlicher Beschaffung motiviert oder diese Abwägung muss extrinsisch sichergestellt werden. Folglich ist im Falle $\alpha 1$ die Höhe der *einforderbaren TAB* von besonderer Bedeutung, da es in diesem Falle aufgrund der fehlenden Anreize zu Überkapazitäten kommt, wenn diese zu hoch gewählt sind.

Fall $\alpha 2$. Ist die regulierte Vergütung größer Null gehen Kosten mit einer höheren Einforderung von Kapazität einher. Folglich hat der Netzbetreiber einen Anreiz, seine *individuellen TAB* nur so hoch zu wählen, wie dies für ihn unter Berücksichtigung der Transaktionskosten betriebswirtschaftlich optimal ist. Abbildung 3-4 (links unten) verdeutlicht dies anschaulich: Zwar wählt der Netzbetreiber aufgrund der sonst zu hohen Transaktionskosten konstante *individuelle TAB* für alle Anlagen, aber er schöpft die *einforderbaren TAB* nicht völlig aus. Dabei wählt er die Höhe der *individuellen TAB* so, dass er den verbleibenden Bedarf durch VINK oder die marktliche Beschaffung günstiger decken kann als durch höhere *individuellen TAB*. Das verbleibende Effizienzpotential ist unter praxisnahen Randbedingungen (vgl. Unterabschnitt "Grundprinzip") wie Transaktionskosten nicht zu heben. Insgesamt besteht also ein Anreiz für den Netzbetreiber die drei Säulen effizient abzuwägen und ein optimales Maß für die *individuellen TAB* zu finden.

Fall $\alpha 3$. Sind die Kosten für den Netzbetreiber, die durch die regulierte Vergütung der eingeforderten Kapazität entsprechend seiner *individuellen TAB* entstehen, zu hoch, wird er die *individuellen TAB* möglichst niedrig wählen (vgl. Abbildung 3-4, rechts). In diesem Fall kontrahiert er nahezu die gesamte Kapazität über die marktliche Beschaffung oder VINK. Grundsätzlich incentiviert eine höhere regulierte Vergütung den Netzbetreiber stärker, in die Säulen B oder C zu wechseln.

Ineffizienzen nur geringfügig möglich. In den Fällen $\alpha 2$ und $\alpha 3$ kann es dazu kommen, dass die betriebswirtschaftlichen Abwägungen des Netzbetreibers nicht im Einklang mit einer volkswirtschaftlich effizienten Beschaffung sind. Dies ist dann der Fall, wenn eine regulierte Vergütung (oberhalb der wahren Kosten der Blindleistungserbringer) den Netzbetreiber zur Nutzung der marktlichen Beschaffung incentiviert, obwohl aus volkswirtschaftlicher Perspektive die Deckung des Bedarfs über Säule A am effizientesten ist, weil die

Beschaffung über die Säule B zur gleichen Vergütung geführt hat, aber zusätzliche Transaktionskosten verursacht wurden. Dies kann der Fall sein, wenn es in der marktlichen Beschaffung nur einen Anbieter gibt und dieser mithin, kommt es zu lokale Marktmacht hat. Der Netzbetreiber wird den Bieter allerdings innerhalb der *einforderbaren TAB* nur über Säule B kontrahieren, wenn sein Angebot unterhalb der regulierten Vergütung liegt und die zusätzlichen Transaktionskosten die marktliche Beschaffung rechtfertigen. Im Falle höherer Gebote wählt der Netzbetreiber Säule A. Da der Netzbetreiber aber ex-ante nicht weiß, ob die Gebote der Säule B höher sind als die regulierte Vergütung, ist es möglich, dass die Transaktionskosten schon angefallen sind. Folglich besteht (theoretisch) die Gefahr von Effizienzverlusten durch zusätzliche bzw. vermeidbare Transaktionskosten. Dieser Gefahr stehen zwei Punkte eingrenzend entgegen: Einerseits antizipiert ein (vollständig rationaler) Netzbetreiber dies und wählt direkt Säule A und vermeidet dadurch frühzeitig die Transaktionskosten. Andererseits erwarten die Gutachter eine zunehmende Standardisierung der marktlichen Beschaffung mit abnehmender Spannungsebene, sodass die dort anfallenden Transaktionskosten vergleichsweise gering sein sollten.

Verteilungseffekte möglich, Effizienzverluste begrenzt. Die Gefahr von Effizienzverlusten bei einer (zu) hohen regulierten Vergütung in Säule A beschränkt sich bei ausreichend dimensionierten *einforderbaren TAB* auf zusätzliche Transaktionskosten. Da die Anbieter der Säule A (regulierte Vergütung der *individuellen TAB*) auch in Säule B (marktliche Beschaffung) bieten können, besteht durch eine (zu) hohe regulierte Vergütung nicht die Gefahr, dass eine Alternative in der Beschaffung den Vorzug erhält, die an sich über höhere wahre Kosten verfügt. Im Falle von Marktmacht kann diese Alternative allerdings eine (zu) hohe Vergütung erhalten, was zu Verteilungseffekten führt. Verfügt allerdings eine andere Alternative, z.B. der VINK, über niedrigere wahre Kosten, als die Alternative mit der (zu) hohen regulierten Vergütung, so werden die Anbieter in der Säule B unterhalb der impliziten Preisobergrenze der Alternative, z.B. der VINK-Opportunität, bieten.

Folglich ist die Gefahr von Effizienzverlusten stark begrenzt. Davon unberührt sind jedoch Auswirkungen auf Verteilungseffekte. Konsequenterweise ist die **Höhe der regulierten Vergütung sorgsam zu bestimmen und mit der Höhe der einforderbaren TAB abzugleichen** (vgl. *Parametrierungsmaxime* weiter unten). Da die Anreizwirkung durch eine regulierte Vergütung in Säule A aber auch im Kontext der anderen Wirkmechanismen eine zentrale Rolle spielt, werden die Kriterien zur Bestimmung der Höhe der regulierten Vergütung

gesammelt in Abschnitt 4.3.2 diskutiert. Die Gutachter schlagen zudem vor, die spannungsebenenspezifische Höhe (und Form) der regulierten Vergütung in einer Marktstudie bestimmen und zyklisch evaluieren zu lassen (vgl. Unterkapitel 6.5).

Wird alternativ zu den Fällen α_i angenommen, dass die Höhe der *einforderbaren TAB* unzureichend ist, ergibt sich die in Abbildung 3-5 illustrierte Darstellung. Die nachfolgenden Ausführungen zeigen, dass eine zu niedrige Parametrierung der *einforderbaren TAB* zu einem ineffizienten Beschaffungssystem führen (können und in aller Regel werden). **Daher ist unzureichende Dimensionierung der *einforderbaren TAB* unbedingt zu vermeiden.** Um dies zu verdeutlichen, werden die nachfolgend beschriebenen Fälle β_1 , β_2 und β_3 diskutiert, die trotz unterschiedlich hoher regulierter Vergütung jeweils zu den gleichen *individuellen TAB* durch den Netzbetreiber führen.

$$\begin{array}{ll} \underline{\beta_1: P_{reg} = 0 \text{ EUR/VAr}} \rightarrow \text{Überkapazität ausgeschlossen} \rightarrow \text{Ineffizient} \\ \underline{\beta_2: P_{reg} \leq P_{MB} \wedge P_{reg} \leq P_{VINK} \wedge P_{reg} > 0} \rightarrow \text{Ineffizient} \\ \underline{\beta_3: P_{reg} > P_{MB} \vee P_{reg} > P_{VINK}} \rightarrow \text{Unkritisch} \end{array}$$

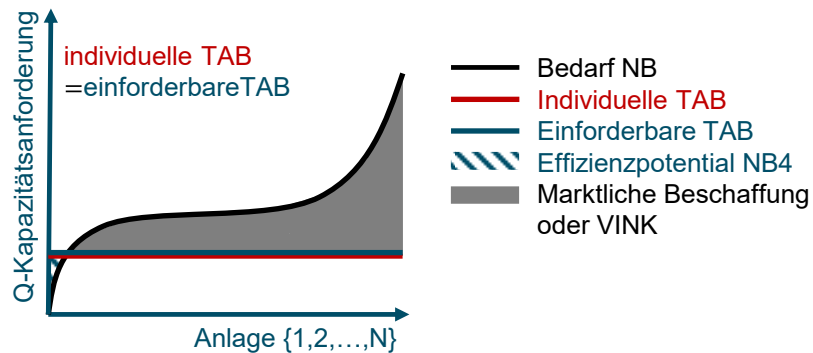


Abbildung 3-5: Auswirkungen unterschiedlicher Höhen der regulierten Vergütung in Rahmen von Säule A für verschiedene Fälle (β_1 bis β_3) bei unzureichend dimensionierten *einforderbaren TAB*

Fall β 1. Ist die regulierte Vergütung null, wird der Netzbetreiber erneut seine *individuellen TAB* entsprechend der *einforderbaren TAB* wählen. Überkapazitäten sind (durch die unzureichend niedrigen *einforderbaren TAB*) nicht möglich²². Aufgrund der fehlenden impliziten Preisobergrenze der regulierten Vergütung werden die Kosten der marktlichen Beschaffung nur durch die VINK-Opportunität begrenzt. Dies kann, je nach Spannungsebene, zu hohen Vergütungen und damit zu starken Verteilungseffekten führen. Ineffizienten sind in diesem Falle in Form von vermeidbaren Transaktionskosten, aber auch durch eine unnötig teure marktliche Beschaffung, möglich. Letzteres ist besonders kritisch, da dies zu Beschaffungskosten deutlich oberhalb der wahren Kosten der Anbieter und für einen großen Teil des Bedarfes führen kann, mithin signifikante Ineffizienzen möglich sind.

Fall β 2 ist analog zu Fall β 1 zu bewerten: Auch hier ist der Netzbetreiber zur Beschaffung in Säule B oder C „gezwungen“, obwohl die Beschaffung (für weitere Teile des Bedarfes) über die transaktionskostenarme Säule A effizienter wäre. Dies würde aber voraussetzen, dass der Netzbetreiber bedingt durch höhere *einforderbare TAB* seine *individuellen TAB* höher wählen könnte. Folglich sind auch hier Ineffizienzen analog zur Beschreibung von Fall β 1 zu erwarten.

Fall β 3 ist hingegen unkritisch, da der Netzbetreiber ohnehin weiteres seine Teile des Bedarfes durch die kostengünstigeren Säulen B oder C deckt und ggf. zusätzlich *individuelle TAB* unterhalb oder auf demselben sehr niedrigen Level der (unzureichend parametrisierten) *einforderbaren TAB* wählt²³.

²² Überkapazitäten außerhalb der *einforderbaren TAB* sind generell unwahrscheinlich. Unter Berücksichtigung der Ausführungen aus Unterkapitel 6.3 bzgl. der ARegV Kosteneinordnung sind diese nach Meinung der Gutachter für alle Fälle auszuschließen

²³ Anmerkung: In Abbildung 3-5 wurden die individuellen TAB der Einfachheit halber auf Höhe der *einforderbaren TAB* eingezeichnet, da ein weiteres Absenken der individuellen TAB nahezu keine Auswirkung für die Beschaffung gehabt hätte.

Fazit. Die obigen Fallbeispiele zeigen, dass eine unzureichende Höhe der *einforderbaren TAB* zwingend zu vermeiden ist (analog zu den Ausführungen von Abschnitt 2.2.6). Umgekehrt ist deren Höhe (weiterhin) besonders sorgsam zu wählen, wenn die regulierte Vergütung (für diese Netzebene oder dieses Gebiet) null ist. Die Wahl einer regulierten Vergütung sollte grundsätzlich entsprechend der nachfolgenden *Parametrierungsmaxime* gewählt werden:

Parametrierungsmaxime

Aus einer ökonomischen Perspektive ist eine großzügige Bemessung der einforderbarer TAB mit adäquaten regulierten Preisen vorteilhaft. Diese Preise sollten den wahren Anbieterkosten entsprechen und im Falle einer heterogenen Kostenstruktur sollte für ein hinreichend großes Quantil der Anlagen eine ausreichend hohe regulierte Vergütung sichergestellt sein. Grundlage für eine positive regulierte Vergütung ist die Erfüllung der technisch-regulatorischen Voraussetzungen (vgl. Unterkapitel 4.2). Zudem sollte jeder Netzbetreiber im Einzelfall die Anwendungsvoraussetzungen prüfen. Sind die Anwendungsvoraussetzungen nicht erfüllt, ist eine marktliche Beschaffung (i.d.R.) keine effiziente Beschaffungsalternative. Sind die regulatorisch-technischen Voraussetzungen jedoch nicht erfüllt, so sollte keine regulierte Vergütung erfolgen. In diesem Fall sollten die *einforderbaren TAB* besonders sorgsam gewählt werden, da aufgrund der fehlenden regulierten Vergütung keinen intrinsischen Anreiz zur sorgsamen Abwägung der Beschaffungsalternativen gibt.

Die in der *Parametrierungsmaxime* beschriebene ausreichend hohe regulierte Vergütung sollte im Rahmen einer Marktstudie getroffen werden und ist nicht ohne weiteres quantifizierbar. Hierbei sind Ausnahmebereiche der regulierten Vergütung sowie die Höhe der regulierten Vergütung je Spannungsebene sorgsam zu prüfen (vgl. auch Unterkapitel 6.5).

Wird die *Parametrierungsmaxime* beachtet, ist die Gefahr von Ineffizienzen auf ein Minimum begrenzt. Demgegenüber stehen hinreichende Anreize für die Netzbetreiber, Überkapazität durch (für einige Netzbetreiber) zu hohe *individuelle TAB*, die die *einforderbare TAB* ausreizen, zu vermeiden. Folglich sind Netzbetreiber zur individuellen Effizienzsteigerung incentiviert, wobei diese Effizienzsteigerungen wie dargestellt praxisnahen Einschränkungen unterliegen. Dennoch trägt das vorliegende Beschaffungskonzept somit zur Netzbetreiber-spezifischen Bedarfsdeckung und damit zur Effizienzsteigerung bei. Zudem wird eine systematische Abwägung, ob die Säulen B oder C günstiger als A sind, angereizt. Neben dem Einfluss auf die Effizienzsteigerungen sind etwaige Verteilungseffekte zu beachten. Zwar sind

Verteilungseffekte kein Bestandteil der volkswirtschaftlichen Effizienz im engeren Sinne, jedoch könnten im Extremfall Akzeptanzminderungen der Energiewende bei den Verbrauchern eintreten, die marginalen Effizienzgewinnen gegenüberstehen. **Ein Beispiel:** Durch eine eingeführte regulierte Vergütung größer Null steigen die Netzentgelte in Regionen mit hohen Blindleistungsbeschaffungskosten stark an. Rationale Akteure preisen die erwarteten Gewinne ein. Dadurch könnten z.B. die Gebote in den EE-Auktionen sinken (und der Gesetzgeber würde diesen Effekt für die im EGG verankerte Fixvergütung emulieren). Folglich sinkt die EEG-Umlage flächendeckend in ganz Deutschland, während die Netzentgelte regional ggf. sogar um ein Vielfaches dessen steigen. Gleichzeitig wirken die Anreize des Beschaffungskonzeptes, führen aber (im fiktiven Beispiel) nur zu kleinen Effizienzgewinnen, da die *einforderbaren TAB* für (nahezu) alle Netzbetreiber so dimensioniert sind, dass es für diese optimal ist, ihre *individuellen TAB* (fast) identisch zu wählen. Die geringen Effizienzgewinne sind somit für viele Stakeholder kaum spürbar, während bei den regional von den erhöhten Netzentgelten betroffenen Verbrauchern Akzeptanzverluste für oder gar Proteste gegen neue EE-Anlagen denkbar wären.

3.3.3. Anwendungsvoraussetzungen

Im Folgenden werden die Anwendungsvoraussetzungen beschrieben, die notwendigerweise zu erfüllen sind, damit eine Abwägung entsprechend *Wirkmechanismus Kapazitätsanforderung* angeregt wird. Ausgehend von der zuvor hergeleiteten *Parametrierungsmaxime* (vgl. Abschnitt 3.3.2) sind neben den Anwendungsvoraussetzungen auch regulatorisch-technische Voraussetzungen zu erfüllen.

Regulatorisch-technische Voraussetzungen sind global für alle Wirkmechanismen zu berücksichtigen und bilden die Voraussetzung dafür, ob eine regulierte Vergütung größer Null in Säule A zielführend und gerechtfertigt ist. Sind diese nicht erfüllt so ist eine positive regulierte Vergütung abzulehnen (folglich keine regulierte Vergütung).

Anwendungsvoraussetzungen sind hingegen Wirkmechanismen- und Fallspezifisch durch den jeweiligen Netzbetreiber zu bewerten und werden daher im Folgenden weiter ausgeführt. Sind die Anwendungsvoraussetzungen im jeweiligen Einzelfall nicht erfüllt, kommt die marktliche Beschaffung für den Netzbetreiber dort nicht in Betracht. Sind die Anwendungsvoraussetzungen hingegen erfüllt, ist

eine Abwägung zwischen Säule A, B und C bzgl. der Beschaffung von Blindleistungskapazität durch den Netzbetreiber sinnvoll.

Die Anwendungsvoraussetzungen des *Wirkmechanismus Kapazitätsanforderung* sind nachfolgenden genannt. Diese sind auch als Handlungsleitfragen der Netzbetreiber zu verstehen, ob im Einzelfall die marktliche Beschaffung von Blindleistung über die Säule B sinnvoll und effizient sein kann. :

1. **Überkapazität ist vermeidbar** bedeutet, dass es Neuanlagen gibt, bei denen die *einforderbaren TAB* zu Blindleistungskapazitätsanforderungen über den Bedarf des Netzbetreibers hinausgehen. Entsprechend könnten *individuelle TAB* unterhalb der *einforderbaren TAB* sinnvoll sein.
2. **Es gibt neben Säule A auch alternative Beschaffungsmöglichkeiten von Blindleistungskapazität bei Neuanlagen.** Gibt es hingegen nur eine Beschaffungsalternative, d.h. die Beschaffung der Kapazität bei exakt einer Neuanlage, ist zu erwarten, dass die Beschaffung über Säule B aufgrund von Marktmacht zu einer ineffizienten Beschaffung führt. Dies würde ein (rationaler) Netzbetreiber antizipieren und entsprechend direkt die Lösung mit geringeren Transaktionskosten, d.h. Beschaffung mittels Säule A, anstreben. In folgenden Situationen gibt es Alternativen zur ausschließlichen Beschaffung über Säule A hinaus:
 - a. Der Bedarf des Netzbetreibers kann dadurch gedeckt werden, dass nur ein Teil der Neuanlagen die Anforderungen der *individuellen TAB* erfüllen (z. B. wenn mehrere Neuanlagen an einem Strang, Knoten, o.ä. errichtet werden). In dieser Situation verfügt der Netzbetreiber über Alternativen und die Beschaffung über Säule B könnte durch Wettbewerb zu einer günstigeren Beschaffung führen. Alternativ ist es denkbar, dass der Netzbetreiber bei einigen Neuanlagen keine Kapazität beschafft ($\cos(\varphi) = 1$) und somit von seinem Optionsrecht (Säule A) keinen Gebrauch macht.
 - b. Eine weitere Möglichkeit besteht darin, dass alternative Anbieter außerhalb der Säule A, wie z.B. Lasten oder Speicher, die bereits am Netz vorhanden sind, ihre Blindleistungskapazität kostengünstiger anbieten oder diese kostengünstig erweitern können. Analog kann Wettbewerb unter den

Alternativen dazu führen, dass bei Neuanlagen die gleichen technischen Anforderungen wie in den *individuellen TAB* umgesetzt werden, dafür aber eine Vergütung unterhalb der regulierten Vergütung im Rahmen der Säule B vereinbart wird.

- 3. Effizienzsteigerung ist möglich.** Die Effizienzsteigerung durch die marktliche Beschaffung ist auch unter Berücksichtigung der Transaktionskosten des (ggf. geringen) Abwägungsprozesses positiv. In der Praxis wird diese Anwendungsvoraussetzung am schwierigsten zu beurteilen sein, denn hier muss von verschiedenen Herangehensweisen der Netzbetreiber ausgegangen werden. Wirtschaftlich agierende Netzbetreiber (unter Berücksichtigung ihrer Strukturparameter) werden sich durch relativ niedrigere Beschaffungskosten auszeichnen, da sie mit der Wahlfreiheit des Konzeptes besser umgehen können.

Sind die Anwendungsvoraussetzungen erfüllt, ist eine umfängliche Abwägung zwischen Säule A und B bzgl. der Beschaffung des Blindleistungsabrufs durch den Netzbetreiber sinnvoll. Eine einzelfallspezifische Nicht-Erfüllung der Anwendungsvoraussetzungen (bei einzelnen Netzbetreibern oder in einzelnen Netzgebieten oder -bereichen) darf zudem nicht i.S. einer Ausnahmeregel verstanden werden, welche zu einer Aussetzung der regulierten Vergütung (z.B. für eine gesamte Spannungsebene) führt.

3.4. Bedarfsgerechter und effizienter VINK Zubau

Nachfolgend wird zunächst das Effizienzpotential „bedarfsgerechter und effizienter VINK Zubau“ beschrieben. Anschließend wird der zugehörige Wirkmechanismus, über den das Potenzial gehoben werden kann, erläutert. Zudem werden Anwendungsvoraussetzungen diskutiert, die erfüllt sein müssen, damit der Wirkmechanismus im Einzelfall einsetzbar ist

3.4.1. Effizienzpotenzial VINK-Substitution

Da durch VINK verschiedene *Produkte* bzw. *Produktgruppen* des NF-SDL Aufgabenbereiches *Dienstleistungen zur Spannungsregelung* erbracht werden können (vgl. Abschnitt 2.5.3), stellt die Beschaffung von VINK eine Opportunität zur Beschaffung von Blindleistung innerhalb und außerhalb der *einforderbaren TAB* dar. Einerseits sind

VINK, die Blindleistung zur Verfügung stellen, eine direkte Opportunität zur Bereitstellung von Blindleistung durch andere Erbringer. Andererseits kann eine VINK eine indirekte Opportunität sein, falls sie anderer Produktgruppen (vgl. Abschnitt 2.5.3) für den NF-SDL Aufgabenbereich *Dienstleistungen zur Spannungsregelung* erbringt und dadurch der Bedarf an Blindleistung reduziert wird. Als Beispiel für den letzten Fall sei ein stuftbarer Transformator genannt, der den Blindleistungsbedarf eines Netzgebiets reduziert und somit eine indirekte Opportunität zur Blindleistungsbeschaffung über Säule A und B darstellt. Im Sinne der StrommarktRL muss folglich eine fallspezifische Abwägung getroffen werden, ob VINK i.S.v. Abschnitt 2.5.1 zu einer volkswirtschaftlich *effizienten Beschaffung* führen oder ob alternative Erbringer zu präferieren sind. Dabei sollte ein effizientes Beschaffungskonzept etwaige Transaktionskosten des Abwägungsprozesses zwischen VINK, der Beschaffung durch *individuelle TAB* und der marktlichen Beschaffung berücksichtigen und geringhalten.

Bei einer effizienten Beschaffung sind sowohl operative als auch investive Kosten zu berücksichtigen. Allerdings ist besonders bei VINK zu bedenken, dass VINK für den o.g. NF-SDL-Aufgabenbereich in aller Regel über die geringsten operativen Kosten verfügen. Daher reduzieren existierende bzw. genehmigte VINK den zukünftigen Bedarf an allen *Produktgruppen* des Aufgabenbereiches Spannungsregelung, wie z.B. den operativen Bedarf an Blindleistung (oder präziser: an Blindleistungsabruf). Den Blindleistungsbedarf, der nicht durch den Einsatz von VINK gedeckt wird, bezeichnen die Gutachter als „**residualen Blindleistungsbedarf**“. Folglich haben existierende und genehmigte²⁴ VINK sowohl hinsichtlich der operativen (Vorhaltung, Abruf), als auch hinsichtlich der investiven (Kapazität) Beschaffung von Blindleistung Implikationen. Trotz der geringen operativen Kosten ist dennoch nicht davon auszugehen das VINK grundsätzlich immer die günstigste Option zur Deckung des Blindleistungsbedarfs darstellen.

²⁴ Die Gutachter schlagen vor, dass alle VINK als genehmigt gelten, die (entsprechend ihres IMA Antrages) von der BNetzA bis zu einer angemessenen Zeit vor Inkrafttreten des Konzeptes genehmigt sind.

Da im Status quo vor Einführung eines Konzeptes zur Beschaffung von Blindleistung kein ökonomischer Anreiz für die Netzbetreiber zur Abwägung zwischen der Beschaffung von Blindleistung für die *Dienstleistungen zur Spannungsregelung* und der (investiven) Beschaffung von VINK besteht²⁵, könnte ein geeignetes Beschaffungskonzept hier ggf. zu einer Effizienzsteigerung gegenüber dem Status quo führen. Daher wird der bedarfsgerechte Zubau von VINK als Effizienzpotential definiert. Hierbei ist jedoch wichtig zu beachten, dass VINK oft in der Lage sind mehrere Systemdienstleistungen parallel zur Verfügung zu stellen, wodurch ein Mehrwert generiert werden kann. In der Ausgestaltung der StrommarktRL wird jedoch explizit eine gesonderte marktliche Beschaffung der einzelnen NF-SDL vorgesehen. Die Gutachter empfehlen jedoch, dass beim zeitgleichen Bedarf mehrerer NF-SDL Multi-Use-Cases (von VINK oder anderen Anbietern) adäquat berücksichtigt werden. Dieser Sachverhalt wird im weiteren Verlauf des Berichts an den entsprechenden Stellen adressiert.

3.4.2. Wirkmechanismus VINK-Substitution

Da VINK eine Opportunität der marktlichen Beschaffung sind, sollten in einem Beschaffungskonzept zur Blindleistung Anreize für Netzbetreiber zur effizienten Abwägung des VINK-Zubaus vorhanden sein.²⁶ Es ist folglich abzuwägen, ob die VINK durch eine alternative Beschaffung i.S. der Säulen A und B effizient substituiert werden kann oder die VINK wiederum andere Beschaffungsformen effizient substituieren kann. Dabei können die Anreize zur Abwägung zwischen VINK-Zubau und der marktlichen Beschaffung (Säule B) bzw. der Beschaffung über technische Anschlussrichtlinien und die

²⁵ Dies impliziert nicht, dass Netzbetreiber diese Abwägung nicht dennoch oder nicht heute bereits treffen. Da Netzbetreiber jedoch betriebswirtschaftlich agierende Unternehmen sind, kann auch nicht ohne weiteres pauschal von einer Abwägung i.S. der volkswirtschaftlichen Effizienz ausgegangen werden.

²⁶ Dies impliziert nicht, dass Netzbetreiber diese Abwägung nicht dennoch oder nicht heute bereits treffen. Da Netzbetreiber jedoch betriebswirtschaftlich agierende Unternehmen sind, kann auch nicht ohne weiteres pauschal von einer Abwägung i.S. der volkswirtschaftlichen Effizienz ausgegangen werden.

Netzbetreiberkoordination (Säule A) in folgende zwei Bereiche aufgeteilt werden:

1. Kosteneinsparung durch Substitution des VINK-Zubaus durch marktliche Beschaffung außerhalb der *einforderbaren TAB*.
2. Kosteneinsparung durch Bedarfsdeckung durch VINK oder marktliche Beschaffung innerhalb der *einforderbare TAB*.

Nachfolgend wird das Grundprinzip des Wirkmechanismus beschrieben.

Grundprinzip

Außerhalb der *einforderbaren TAB* sieht das vorliegende Beschaffungskonzept, genau wie der Status quo, zwei Alternativen zur Deckung des Blindleistungsbedarfs (an Kapazität oder Abruf) vor: Die marktliche Beschaffung (Säule B, vgl. Abschnitt 3.1.2) und die VINK (Säule C, vgl. Abschnitt 3.1.3). Innerhalb der *einforderbaren TAB* sind alle drei Säulen, folglich auch die Bedarfsdeckung mittels regulierter Vergütung der *individuellen TAB* (Säule A, vgl. Abschnitt 3.1.1), möglich. Abbildung 3-6 verdeutlicht beide Bereiche und stellt gleichzeitig dar, unter welchen Bedingungen die Säulen B oder C innerhalb der *einforderbaren TAB* Relevanz haben. Dies ist immer dann der Fall, wenn die Beschaffung im Rahmen von Säule A zu höheren Kosten führt als die alternative Beschaffung über Säule B und C (siehe Abbildung 3-6 unten).

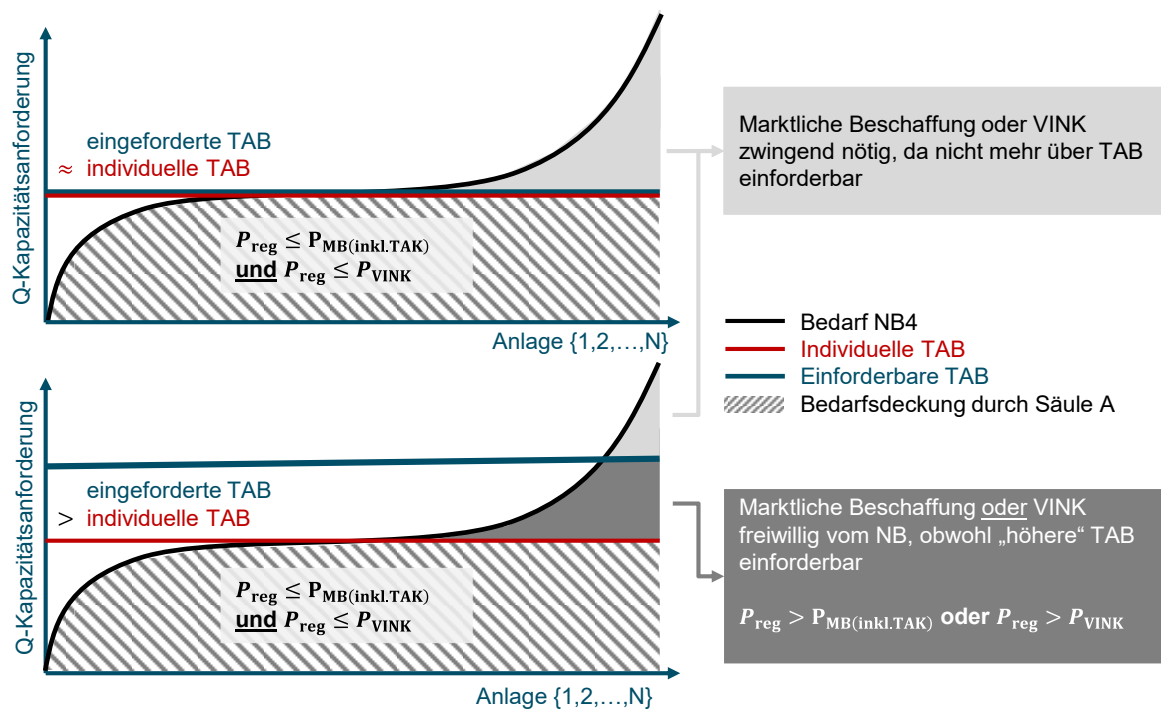


Abbildung 3-6: Bereiche, in denen in Abhängigkeit von der Höhe der regulierten Vergütung die marktliche Beschaffung oder VINK zur Bedarfsdeckung genutzt werden

Das Grundprinzip des Wirkmechanismus ist für beide Bereiche die Anreizsetzung für den Netzbetreiber, sodass dieser seine Beschaffung möglichst effizient ausgestaltet.

Anreize in Abhängigkeit der Parametrierung des Konzeptes

Anreize außerhalb der einforderbaren TAB. In vorherigem Unterabschnitt ist ersichtlich, dass der Netzbetreiber für die Abwägung zwischen Säule B und C außerhalb der *einforderbaren TAB* entweder entsprechend den Anreizen aus der ARegV heraus oder durch andere Implikationen der Beschaffungskosten zur Abwägung incentiviert ist (vgl. Unterkapitel 6.3). Diese Anreize sind bei der Parametrierung des Beschaffungskonzeptes spannungsebenen-spezifisch zu bewerten. Im Falle hinreichender Anreize, sind die Netzbetreiber intrinsisch motiviert, diese Abwägung durchzuführen, sodass keine weiteren Schritte notwendig sind. Im Falle reduzierter Anreize ist die Einführung eines *ex-ante Vergleichsprozess* von VINK und marktlicher Beschaffung zu prüfen, da *Wirkmechanismus VINK-Substitution* sonst nicht genutzt werden wird. Dabei sollten etwaige Transaktionskosten des Vergleichsprozesses Berücksichtigung finden, die

insbesondere dem Mengengerüst des künftigen VINK-Zubaus je Spannungsebene Rechnung tragen müssen. Ein solcher *ex-ante Vergleichsprozess* würde folglich einer extrinsischen Incentivierung entsprechen.

Ob ein *ex-ante Vergleichsprozesses* nötig ist, ist nicht nur davon abhängig, ob die o.g. Anreize hinreichend sind. Wie oben im Unterabschnitt „Grundprinzip“ gezeigt, spielt auch die Höhe der *einforderbaren TAB* eine wichtige Rolle. Diese Höhe teilt den Bedarf in zwei Bereiche. Den Bereich innerhalb der *einforderbaren TAB* und den Bereich außerhalb der *einforderbaren TAB*. Innerhalb der *einforderbaren TAB* gibt es weitere Anreize, wie im nächsten Absatz beschrieben werden. Sind diese weiteren Anreize groß genug, ist die Notwendigkeit eines *ex-ante Vergleichsprozesses* ggf. nicht mehr gegeben. Außerhalb der *einforderbaren TAB* sind diese Anreize jedoch nicht gegeben. Ob dieser Bereich von praktischer Relevanz ist hängt wiederum von der Höhe der *einforderbare TAB* ab, da dieser Bereich mit steigenden *einforderbaren TAB* kleiner wird. Insofern sollte bei der Festlegung der *einforderbaren TAB* bedacht werden, dass diese den Bedarf in zwei Anreizbereiche separiert.

Anreize innerhalb der *einforderbaren TAB* Abbildung 3-6(unten) verdeutlicht, dass die Höhe der regulierten Vergütung darüber entscheidet, ob ein (zusätzlicher) Anreiz für Netzbetreiber zur Abwägung innerhalb der *einforderbaren TAB* besteht oder nicht. Ist die Höhe der regulierten Vergütung (zu) niedrig gewählt, besteht kein ökonomischer Anreiz für den Netzbetreiber, seinen Bedarf innerhalb der *einforderbaren TAB* durch VINK oder die marktliche Beschaffung zu decken. Mit steigender Höhe der regulierten Vergütung könnte auch der Zubau von VINK innerhalb der *einforderbaren TAB* effizient sein. Bezüglich der Höhe der *einforderbaren TAB* und der regulierten Vergütung gilt dabei die **Parametrierungsmaxime** (vgl. Abschnitt 3.3.2, Unterabschnitt „Grundprinzip“) entsprechend *Wirkmechanismus Kapazitätsanforderung*. Folglich sind unzureichend dimensionierte *einforderbare TAB* zwingend zu vermeiden.

Wirkmechanismus VINK-Substitution setzt Anreize zur Abwägung des VINK-Zubaus mit der marktlichen Beschaffung außerhalb der *einforderbaren TAB*. Dies kann intrinsisch oder extrinsisch erfolgen. Je nach Höhe der regulierten Vergütung in Säule A wird zudem die Abwägung des VINK-Zubaus mit der regulierten und zu vergütenden Beschaffung innerhalb der *einforderbaren TAB* stimuliert. Somit wird insgesamt eine effiziente Beschaffung i.S. des bedarfsgerechten VINK-Zubaus forciert.

3.4.3. Anwendungsvoraussetzungen

Wirkmechanismus VINK-Substitution funktioniert primär dann, wenn es hinreichende Anreize zur Abwägung von VINK mit der marktlichen Beschaffung gibt. Dies hängt allerdings von den regulatorisch-technischen Voraussetzungen ab. Sind diese erfüllt, bestehen hinreichende Anreize.

Alternative Beschaffungsoptionen müssen vorhanden sein. Die einzige Anwendungsvoraussetzung, die Netzbetreiber im Falle von *Wirkmechanismus VINK-Substitution* bei jedem Einzelfall der Beschaffung prüfen sollten, ist, ob es zu den VINK (Säule C) Alternativen zur Beschaffung im Rahmen der marktlichen Beschaffung (Säule B) oder der Technischen Anschlussrichtlinien und Netzbetreiberkoordination (Säule A) gibt.

Ist diese Anwendungsvoraussetzung erfüllt, ist eine umfängliche Abwägung zwischen allen Säulen (insb. B und C) bzgl. der Beschaffung des Blindleistungsabrufs durch den Netzbetreiber sinnvoll. Eine einzelfallspezifische Nicht-Erfüllung der Anwendungsvoraussetzungen (bei einzelnen Netzbetreibern oder in einzelnen Netzgebieten oder -bereichen) darf zudem nicht i.S. einer Ausnahmeregel verstanden werden, welche zu einer Aussetzung der regulierten Vergütung (z.B. für eine gesamte Spannungsebene) führt.

3.4.4. Ausgestaltung des ex-ante Vergleichsprozesses

Gibt es keine hinreichenden Anreize zur Abwägung von VINK (Säule C) mit der marktlichen Beschaffung (Säule B), ist eine extrinsische Anreizung der Netzbetreiber zur Abwägung zwischen den

Säulen B und C²⁷ erforderlich, um das *Effizienzpotenzial VINK-Substitution* zu adressieren (vgl. Unterkapitel 3.4).

Zur extrinsischen Anreizung empfiehlt sich die Einführung eines **ex-ante Vergleichsprozesses**, der eine Abwägung zwischen den marktlichen Optionen und der entsprechenden VINK-Opportunität (formalisiert) sicherstellt. Bei der Ausgestaltung dieses Prozesses sollte berücksichtigt werden, dass grundsätzlich technisch gleichwertige Alternativen mit hinreichend belastbarer Planungssicherheit bzgl. der Verfügbarkeit einer möglichen marktlichen Alternative zur Verfügung stehen. Sofern die extrinsische Abwägung zwischen Säule B und C sichergestellt werden muss, sollte ein entsprechendes ex-ante Vergleichsverfahren einen insgesamt vertretbaren Trade-off zwischen den Systemanforderungen aus Netzbetreibersicht und potenziellen Markteintrittsbarrieren (bspw. durch Forderung von Statcom-Fähigkeit) finden, welcher zu einer effizienten Beschaffung führt. Dabei ist jederzeit sicherzustellen, dass potenzielle Erbringungsoption das geforderte Sicherheits-/Zuverlässigkeitsniveau erreichen. Ein solcher Trade-off könnte z.B. in einer Regelung zur Wahrung der Erfüllung des NF-SDL Aufgabenbereiches *Dienstleistungen zur Spannungsregelung* für den (seltenen und ungeplanten) Fall der Nicht-Verfügbarkeit der Blindleistung eines Anbieters aus Säule B liegen. Diese Regelung nennen die Gutachter im Folgenden **Notfall-Backstop Regel**. Wichtig ist zu betonen, dass die *Notfall-Backstop Regel* ausschließlich für ungeplante und nicht vorhersehbare Nicht-Verfügbarkeiten des Blindleistungsanbieters vorgesehen ist und nicht als grundsätzlicher Teil der Blindleistungsbereitstellung einkalkuliert werden darf. Die Vergleichbarkeit der Säulen B und C kann über die Gebots- und Vergütungsstruktur unterstützt werden. Für den Fall, dass keine Alternativen zur Errichtung eines VINK in Form der marktlichen Beschaffung (Säule B) oder innerhalb der *einforderbaren TAB* (Säule A) existieren, können Ausnahmeregelungen vorgesehen werden.

²⁷ Entsprechend Abbildung 3-6 (unten) ist für *Wirkmechanismus VINK-Substitution* auch eine Abwägung zwischen Säule C und A innerhalb der einforderbaren TAB von Relevanz, wobei die Abwägung zwischen Säule B und C bei diesem Wirkmechanismus im Vordergrund steht. Zudem wird die Abwägung zwischen Säule A und B auch von der regulierten Vergütung beeinflusst.

3.5. Bedarfsgerechter und effizienter Abruf aller Blindleistungspotenziale

Nachfolgend wird zunächst das Effizienzpotential „bedarfsgerechter und effiziente Abruf aller Blindleistungspotenziale“ beschrieben. Anschließend wird der zugehörige Wirkmechanismus, über den das Potenzial gehoben werden kann, erläutert. Zudem werden Anwendungsvoraussetzungen diskutiert, die erfüllt sein müssen, damit der Wirkmechanismus im Einzelfall einsetzbar ist

3.5.1. Effizienzpotential Blindleistungsabruf

Analog zum Effizienzpotential aus Unterkapitel 3.3 wird der *residuale Blindleistungsbedarf* (vgl. Unterkapitel 3.4) im Status quo primär durch Abruf von Blindleistung aus Anlagen gedeckt, die diesen entsprechend den Vorgaben innerhalb der *einforderbaren TAB* decken. Da es mit Ausnahme der Vergütung bestimmter Netzanschlussnehmer (überwiegend auf der HöS-Ebene) üblicherweise keine Vergütung dieses Abrufs gibt, besteht kein Anreiz für die Netzbetreiber, den Abruf anhand der spezifischen Kosten der Anlagen zu orientieren. Auch die vorhandenen Vergütungsstrukturen sind, soweit dies bekannt ist, üblicherweise jährliche Kontrakte (vgl. z.B. [7]), welche die kurzfristigen Grenzkosten zur Bereitstellung von Blindleistung nicht adäquat berücksichtigen können, da deren Wert i.d.R. primär von den Verlustkosten²⁸ abhängt, mithin zeitabhängig ist. Folglich könnte ein geeignetes Beschaffungskonzept hier ggf. zu einer Effizienzsteigerung gegenüber dem Status quo führen. Dabei sollten vorhandene Blindleistungspotenziale aus der eigenen oder aus über- oder unterlagerten Netzebene berücksichtigt werden. Zudem entsprechen diese jährlichen Kontrakte jedoch nur in Teilen, und damit nicht in Gänze, den Vorgaben der StrommarktRL nach einer marktgestützten Beschaffung.

Im Status quo bewerten die Gutachter dieses Effizienzpotential gegenüber denen aus Abschnitt 3.3 und 3.4 zwar als nachrangig, wobei

²⁸ Synchrongeneratoren passen die Blindleistung über die Einstellung der Erregung an, was i.d.R. mit geringeren Verlusten verbunden ist als die Bereitstellung über Wechselrichter. Je nach Anlage können auch Verschleiß- bzw. Alterungseffekte eine Rolle spielen.

es künftig insbesondere mit Blick auf die Integration von Blindleistungsbeiträgen aus unterlagerten Spannungsebenen an Bedeutung gewinnen könnte. Beispielsweise sei hier die zunehmende operative Beschaffung von Blindleistung in der Schweiz genannt (vgl. [8]), wobei bei der Einordnung des Schweizer Beschaffungsmodells die signifikant unterschiedlichen Voraussetzungen im heutigen und künftigen deutschen Energiesystem zu berücksichtigen sind. Trotzdem zeigt das Beispiel der Schweiz auf, dass eine bedarfsgerechte Adressierung des Blindleistungsabrufs Effizienzpotenzials, die bereits heute umgesetzt wird, auch Impulse für die Adressierung der anderen (investiven) Effizienzpotenziale setzen kann. Dadurch können frühzeitig Erfahrungen gesammelt werden, die aufgrund des zeitlichen Vorlaufs der investiven Entscheidungen von *Effizienzpotenzial Kapazitätsanforderung* und *Effizienzpotenzial VINK-Substitution* einen erheblichen Mehrwert bieten. Dies gilt insbesondere auch für die Hebung spannungsebenenübergreifende Potenziale durch eine gezielte vertikale Blindleistungsbereitstellung (vgl. Kapitel 7).

Vergütung der Vorhaltung nicht zielführend. Prinzipiell gelten analoge Gedanken für die Vorhaltung von Blindleistung. Allerdings sind Vorhaltekosten i.d.R. nur größer null, wenn dem Anlagenbetreiber Opportunitätskosten entstehen. Vorhaltung, Abruf und Kapazität sowie technische Fähigkeit sind dabei nach Abschnitt 2.5.6 streng zu differenzieren. Opportunitätskosten entstünden bspw., wenn ein Anlagenbetreiber die am Spot-Markt angebotene Wirkleistungsenergie reduziert oder seine Anlage extra anfahren muss o.ä., um Blindleistung vorzuhalten. Dies ist jedoch nur ein theoretischer Fall, da die Bereitstellung von Blindleistung üblicherweise nach Festlegung der Wirkleistungsfahrpläne von den Anlagen eingefordert wird. Eine Anpassung der Wirkleistung zur Spannungshaltung bzw. zur Erhöhung der Blindleistungsbereitstellung durch den Netzbetreiber kann zwar u.U. erfolgen, dies fällt dann aber i.d.R. in die Kategorie des spannungsbedingten Redispatch und ist mithin nicht an den Regelungen der StrommarktRL zu messen (vgl. Wirkleistungsanpassung zur Spannungsregelung in Abschnitt 2.5.3). In diesem Kontext werden auf Seiten der Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der eher kurzfristigen Analysen Week-Ahead bis Intraday der potenziell auftretende Bedarf an Blindleistung ermittelt. Insbesondere wird in diesem Zusammenhang geprüft, ob ausreichend Blindleistungsquellen in den kommenden Tagen und Stunden zur Bedarfsdeckung zur Verfügung stehen. Ist dies nicht der Fall, kann der ÜNB spannungsbedingten

Redispatch (ggf. auch via Netzreserve) anordnen. Da dieser jedoch in Deutschland nicht an den Regelungen für NF-SDL gemäß Art. 31 und 40 der StrommarktRL zu messen ist (vgl. Abschnitt 2.5.3), werden spannungsbedingter Redispatch bzw. etwaige damit verbundene Vorhaltekosten an dieser Stelle nicht weiter vertieft. Zudem werden die Vergütungsausfälle bzw. Zusatzkosten im Rahmen des Redispatch monetär kompensiert. Somit sind die (zusätzlichen) Vorhaltekosten auf Anlagenbetreiberseite null, weshalb das vorliegende Beschaffungskonzept explizit keine Vergütung hierfür vorsieht. Vielmehr wird die Vorhalteentscheidung, sofern sie überhaupt getroffen werden muss, als Teil des ökonomischen Kalküls des Anlagenbetreibers betrachtet.

3.5.2. Wirkmechanismen Blindleistungsabruf

Das Beschaffungskonzept sieht vor, die Netzbetreiber beim Abruf der vorhandenen Blindleistungspotentiale zu einer Abwägung bzgl. des effizienten Abrufs zu incentivieren (effiziente kurzfristige Ressourcenallokation). Da es sich dabei „lediglich“ um die Deckung des residualen Blindleistungsbedarfs (vgl. Unterkapitel 3.5), der nach dem Abruf der existierenden VINK noch zu decken ist, handelt, betrifft diese Abwägung exklusiv den Bereich innerhalb der *einforderbaren TAB*. Deswegen spielen VINK(-Opportunitäten) für den *Wirkmechanismus Blindleistungsabruf* keine Rolle. Folglich setzt *Wirkmechanismus Blindleistungsabruf* einen Anreiz, Alternativen in Säule B abzuwägen und ggf. Kosten gegenüber der Beschaffung mittels Säule A zu sparen. Dabei sieht das Beschaffungskonzept, entsprechend den Vorgaben der StrommarktRL explizit, vor, dass in Säule B jeder Anbieter teilnehmen kann. Außerdem ist die Berücksichtigung von nachgelagerten Netzbetreibern vorgesehen (vgl. Kapitel 7) .

Abwägung innerhalb der Säule A. In der Regel vermeiden die Blindleistungsabrufverfahren (z.B. Q(U)-Kennlinie) der *einforderbaren TAB* besonders verlustreiche Arbeitspunkte („viel Q bei wenig P“) der Anlagen, sodass durch die *einforderbaren TAB* selbst allenfalls geringe Ineffizienzen hinsichtlich der Anlagenbetriebspunkteentstehen können. Falls der Netzbetreiber jedoch zwischen verschiedenen Abrufmöglichkeiten wählen kann, sollte es grundsätzlich einen Anreiz geben, die verlustärmere Alternative zu wählen. Insofern führt eine positive regulierte Vergütung des Blindleistungsabrufs in Rahmen von Säule A dazu, dass Netzbetreiber einen Anreiz haben die

kurzfristige Ressourcenallokation effizienter durchzuführen, falls der Abruf verlustreicher Betriebspunkte anders oder höher zu vergüten ist als der Abruf verlustarmer Betriebspunkte.

Grundprinzip und Anreize in Abhängigkeit der Parametrierung des Konzepts

Wirkmechanismus Blindleistungsabruf folgt einem ähnlichen Grundprinzip wie *Wirkmechanismus Kapazitätsanforderung*. Das heißt, dass auch hier durch eine regulierte Vergütung der *einforderbaren TAB* ein Anreiz für die Netzbetreiber geschaffen werden soll, die Alternativen der verschiedenen Beschaffungs-Säulen abzuwägen. Allerdings sind hier weniger Wechselwirkungen relevant, da „nur“ die operative Beschaffung (d.h., die Beschaffung des Blindleistungsabrufs) von existierenden Anlagen betroffen ist, die nach dem Abruf der VINK noch notwendig ist.

Das Grundprinzip von *Wirkmechanismus Blindleistungsabruf* besteht also darin, durch eine regulierte Vergütung des Abrufs von Blindleistung im Rahmen der *einforderbaren TAB* einen Anreiz zu setzen, die Alternativen der marktlichen Beschaffung beim Blindleistungsabruf abzuwägen. Diese Alternativen können z.B. Lasten, und Speicher sein.

Bzgl. der Parametrierung, d.h. der Höhe der regulierten Vergütung und etwaiger vergütungsfreier Bereiche sowie der Ausgestaltung der *einforderbaren TAB* sei auf die bereits vorgestellte *Parametrierungsmaxime* verwiesen (vgl. Abschnitt 3.3.2). Folglich sind auch hier die regulatorisch-technischen Voraussetzungen (vgl. Unterkapitel 4.2) einzuhalten, damit der Wirkmechanismus genutzt werden bzw. es sinnvoll eine positive regulierte Vergütung geben kann.

3.5.3. Anwendungsvoraussetzungen

Die zuvor herausgestellte Analogie zu *Wirkmechanismus Kapazitätsanforderung* schlägt sich ebenfalls auf die Anwendungsvoraussetzung nieder, sodass ebendiese von *Wirkmechanismus Kapazitätsanforderung* größtenteils auch für *Wirkmechanismus Blindleistungsabruf* gelten:

1. **Es gibt Alternativen zur Beschaffung des Blindleistungsabrufs** aus Säule A. Diese Alternativen können Anbieter außerhalb der Säule A, wie z.B. Lasten oder unterlagerte Netzbetreiber sein. Gibt es nur eine Alternative – die Beschaffung des Abrufs innerhalb der Säule B – dann ist zu erwarten, dass die Beschaffung über Säule B aufgrund von Marktmacht nicht zu einer effizienteren Beschaffung führt. Dies würde ein (rationaler) Netzbetreiber antizipieren und direkt die Lösung mit geringeren Transaktionskosten über die Säule A anstreben.
2. **Effizienzgewinne sind möglich** .
3. **Der Blindleistungsabruf ist messbar**. Ansonsten ist eine regulierte Vergütung des Abrufes nicht sinnvoll möglich.

Sind die Anwendungsvoraussetzungen erfüllt, ist eine umfängliche Abwägung zwischen Säule A und B bzgl. der Beschaffung des Blindleistungsabrufs durch den Netzbetreiber sinnvoll. Eine einzelfallspezifische Nicht-Erfüllung der Anwendungsvoraussetzungen (bei einzelnen Netzbetreibern oder in einzelnen Netzgebieten oder -bereichen) darf zudem nicht i.S. einer Ausnahmeregel verstanden werden, welche zu einer Aussetzung der regulierten Vergütung (z.B. für eine gesamte Spannungsebene) führt.

3.6. Einordnung der Effizienzpotentiale

Die Unterkapitel 3.3 bis 3.5 beschreiben auf einer (primär) theoretischen Ebene drei Effizienzpotentiale, welche grundsätzlich gehoben werden können. In der Praxis gibt es jedoch verschiedene Einschränkungen, welche dazu führen, dass diese nicht vollständig gehoben werden können. Um dem Leser jedoch eine Einordnung der (potenziellen künftigen und heutigen) Marktgröße sowie vorhandener Effizienzpotentiale zu geben, werden in diesem Unterkapitel die relevanten Aspekte (potenzielle Marktgröße, relevante Effekte) auf einer makroskopischen Ebene diskutiert. Eine detailliertere Bewertung, welche Effizienzpotentiale auf welcher Spannungsebene durch welche der vorgestellten Wirkmechanismen adressiert werden kann, erfolgt in Kapitel 4 und 5.

Praktische Einordnung. Die Gutachter betonen, dass eine exakte Quantifizierung der volkswirtschaftlichen Kosten für Blindleistung eine anspruchsvolle und praktisch nicht vollumfänglich abzuschließende Herausforderung ist. Existierende Vergütungen erfolgen i.d.R. auf Basis bilateraler Verträge zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber sowie den darin zugrunde gelegten technischen Anforderungen. Die Kosten sind somit weder direkt noch indirekt über Studien öffentlich zugänglich bzw. abschätzbar. Allerdings gibt die Blindleistungsstudie I (vgl. [2]) einen Überblick über die geschätzten Kosten (bestehend aus kapitalgebundenen und arbeitsabhängigen Kosten) für die Blindleistungsbereitstellung durch Kraftwerke, Kompensations-, HGÜ -und EE-Anlagen. Diese Kostenschätzung ist jedoch nicht vergleichbar mit den Kosten für Systemdienstleistungen des Monitoringberichts (vgl. [9]). Im Monitoringbericht liegen die Blindleistungskosten für das Jahr 2014 bei 26,7 Mio. €, wohingegen die Blindleistungsstudie I Gesamtkosten in Höhe von 178 Mio. € (ohne VINK) zur Blindleistungsbereitstellung für das Jahr 2014 identifiziert. Diese Diskrepanz ist voraussichtlich in der uneinheitlichen Vergütung (eventuell sogar unterhalb der Grenzkosten) sowie insbesondere der bisher verpflichtenden unentgeltlichen Erbringung von Blindleistung durch Erzeugungsanlagen begründet. Die Kosten für den Betrieb und Einsatz von VINK zur Bereitstellung von Blindleistung auf Seiten der Netzbetreiber lagen 2014 bei ca. 27 Mio. € und gehen nicht in die Kosten zur Blindleistung auf Seiten des Monitoringberichts ein. Die geschätzte jährlichen Gesamtkosten der Blindleistungsbereitstellung lag damit 2014 bei ca. 206 Mio. € und für 2019 bei ca. 256 Mio. € (bei Extrapolation der Daten aus der Blindleistungsstudie I (vgl. [2])). Die potenzielle bzw. theoretische Marktgröße der marktgestützten Beschaffung von Blindleistung im Jahr 2019 hätte also ca. 255 Mio. € betragen. Dabei muss berücksichtigt werden, dass ein Teil der Kosten bereits heute im Einsatz von VINK durch den Netzbetreiber begründet liegt und dieser Kostenanteil im Fall einer marktgestützten Beschaffung diese (potenzielle) Marktgröße reduzieren würde. Für das Szenario NEP B 2035 werden für stationäre und regelbare Kompensationsanlagen zwischen 127 und 248 Anlagen ausgewiesen, was bei einem Preis je Kompensationslage (300 MVar) zwischen zwei und fünf Mio. Euro Kapitalkosten von ca. 250 bis 1.250 Mio. € entspricht (vgl. [1]). Bei einer angenommenen Lebensdauer von 20 Jahren einer VINK und einem Zinssatz von fünf Prozent ergäben sich entsprechend annuitätische Kapitalkosten i.H.v. 20 Mio. € bis 100

Mio. € für diese VINK im Jahr 2035. In der Blindleistungsstudie I wurden für 2050 jährliche Gesamtkosten (annuitätische Kapitalkosten und operative Kosten) von über 600 Mio. €/a ermittelt (vgl. [2]). Davon entfallen ca. 480 Mio. € auf annuitätischen Kapitalkosten, wovon wiederum „nur“ 20 Mio. € bis 30 Mio. € auf VINK (ohne HGÜ-Konverter) entfallen. Vergleicht man die 256 Mio. €/a von 2019 mit den geschätzten 600 Mio. €/a für 2050 und berücksichtigt, dass die im NEP 2035 angegebenen annuitätischen Kapitalkosten für VINK bereits bei 20 Mio. € bis 100 Mio. € liegen, so ist offensichtlich, dass die potenzielle Marktgröße in den nächsten 20 bis 30 Jahren voraussichtlich stark steigen wird. Gleichzeitig ist ebenso offensichtlich, dass zwischen diesen **Gesamtkosten pro Jahr** (bzw. der potenziellen Marktgröße) und dem **Gesamteffizienzpotential zu differenzieren ist**. Blindleistung an sich wird zwangsläufig zum sicheren Betrieb des elektrischen Energiesystems benötigt – entsprechend werden in jedem Beschaffungsregime Kosten größer Null anfallen. **Das Effizienzpotential beschreibt also „nur“ den einsparbaren Teil dieser Kosten** (bei angenommenem gleichem Nutzen, d.h. primär bei gleicher Versorgungssicherheit). Aufgrund der zunehmenden Integration Wechselrichter-basierter Anlagen (z.B. Erneuerbarer Energien, Elektroautos, Speicher) sind jedoch zwei zu adressierende Effekte wichtig:

1. Eine bedarfsgerechte Dimensionierung der Umrichter der o.g. Anlagen zur Sicherung ausreichender Blindleistungskapazität. Die Mehrkosten einer größeren Auslegung erscheinen relativ zu den Investitionskosten für die Wirkleistung zwar zunächst als nicht signifikant, aufgrund der großen Anzahl der betroffenen Anlage und aus volkswirtschaftlicher Perspektive ist eine adäquate Adressierung jedoch wünschenswert.
2. Die mindestens teilweise dargebotsabhängige Standortwahl der o.g. Anlagen erfordert eine geeignete Koordinierung mit der Integration von VINK in das elektrische Energiesystem. Hier gilt es die Potentiale der über Umrichter angebotenen Anlagen, die „ohnehin“ ins Netz kommen werden, geschickt zu nutzen, um eine effiziente Abwägung zwischen dem Zubau von VINK und der Nutzung des Potenzials der neuen Anlagen sicherzustellen. Dies bedeutet insbesondere auch, dass das Potenzial der Anlagen der unterlagerten Netze systemdienlich abgerufen werden können sollte, wenn dies volkswirtschaftlich effizienzsteigernd ist.

Beide Effekte nehmen perspektivisch an Bedeutung zu, sodass das Effizienzpotenzial perspektivisch einen relativ größeren Anteil des potenziellen Marktvolumens ausmachen könnte. Zusammenfassend kann also folgendes festgehalten werden: Die Ausführungen skizzieren, dass es ein Effizienzpotenzial bei der Beschaffung von Blindleistung gibt, welches mit dem vorgestellten Beschaffungskonzept gehoben werden soll.

Dabei verfolgt das Beschaffungskonzept jedoch weitere Ziele (vgl. Unterkapitel 1.2) und erhebt nicht den Anspruch, alle Effizienzpotenziale vollumfänglich zu heben. Vielmehr soll das vorliegende Beschaffungskonzept die Beschaffung von Blindleistung initial auf strukturierte und praxisnahe Füße stellen, um ausgehend davon künftig evaluiert und weiterentwickelt zu werden.

4 Details Säule A: Technische Anschlussrichtlinien und Netzbetreiberkoordination

Die in Säule A: Technische Anschlussrichtlinien und Netzbetreiberkoordination empfohlene regulierte Vergütung der im Rahmen der *einforderbaren TAB* beschafften Blindleistungskapazitäten und/oder -abrufe ist ein wichtiger Bestandteil des vorgestellten Beschaffungskonzepts zur Hebung der Effizienzpotenziale und Aktivierung der hierzu notwendigen Wirkmechanismen. In diesem Kapitel wird sowohl die Ausgestaltung der regulierten Vergütung adressiert als auch die grundsätzliche Notwendigkeit einer Vergütung in Säule A und insbesondere einer regulierten Vergütung abschließend konkludiert. Wichtig ist dabei zu betonen, dass die regulierte Vergütung vorgesehen wird, um die bereits vorgestellten Wirkmechanismen zu aktivieren. Damit dies gelingt müssen gewisse Voraussetzungen erfüllt sein. Diese sogenannten regulatorisch-technischen Voraussetzungen werden in Unterkapitel 4.2 diskutiert und je Spannungsebene bewertet. Sollten diese Voraussetzungen nicht erfüllt sein, führt eine regulierte Vergütung in Säule A nicht zur gewünschten Stimulation der Wirkmechanismen sondern u.U. zu Fehlanreizen für die Netzbetreiber zulasten der Versorgungssicherheit und ist folglich auf der jeweiligen Spannungsebene abzulehnen. Im Geltungsbereich der *einforderbaren TAB* kann das entsprechende Effizienzpotenzial dann aktuell nicht durch ein marktliches Beschaffungskonzept effizient gehoben werden, da die notwendigen Voraussetzungen nicht gegeben sind und eine regulierte Vergütung keine Effizienzsteigerung herbeiführen würde. Dies gilt jedoch explizit nur für den potenziellen Wirkungsbereich der regulierten Vergütung (innerhalb der *einforderbaren TAB*), sodass auch ohne regulierte Vergütung Bedarfe, die über die *einforderbaren TAB* hinausgehen, grundsätzlich marktlich effizient beschafft werden können (vgl. Kapitel 5). Im Rahmen der marktlichen Beschaffung ist der Preis dann auch nicht reguliert, sondern bildet sich frei entsprechend des Angebots und der Nachfrage.

Falls die Voraussetzungen jedoch erfüllt sind, sollte es eine regulierte Vergütung geben, um die effiziente Abwägung im Sinne der

StrommarktRL zwischen den verschiedenen Beschaffungsformen anzuregen. Dabei werden sowohl wichtige und zu berücksichtigende Kriterien bei der Bestimmung der Höhe der regulierten Vergütung vorgestellt als auch mögliche Formen der Ausgestaltung der regulierten Vergütung diskutiert (Unterkapitel 4.3). Das Kapitel schließt mit einer Empfehlung zur konkreten Ausgestaltung der regulierten Vergütung je Spannungsebene unter Berücksichtigung der Erfüllung bzw. Nicht-Erfüllung der regulatorisch-technischen Voraussetzung (Unterkapitel 4.2). Die quantitative Dimensionierung der Höhe der regulierten Vergütung ist hingegen nicht Teil dieses Gutachtens. Die Gutachter empfehlen diese in einer gesonderten Marktstudie unter Berücksichtigung mindestens der in diesem Gutachten aufgeführten Kriterien vorzunehmen. Die Verantwortung für die finale Festlegung der regulierten Vergütung obliegt der BNetzA.

4.1. Notwendigkeit einer regulierten Vergütung

Die vorherigen Überlegungen haben gezeigt, dass geeignete Maßnahmen zur Begrenzung von Marktmacht getroffen werden müssen. Dies kann eine Preisobergrenze in der marktlichen Beschaffung oder wie von den Gutachtern empfohlen eine regulierte Vergütung von Blindleistungskapazität oder -abruf innerhalb der *einforderbaren TAB* für die Abwägung zwischen den drei Säulen zur effizienten Beschaffung von Blindleistung sein. Nachfolgende Übersicht fasst die bisherigen Erkenntnisse hinsichtlich der regulierten Vergütung kompakt zusammen und konkludiert warum die Vergütung notwendig ist und reguliert erfolgen sollte.

Takeaways aus Kapitel 3

Die Möglichkeiten zur Effizienzsteigerung bei der Beschaffung von Blindleistung stützt sich auf drei Wirkmechanismen, die primär Anreize für die Netzbetreiber setzen und im Rahmen des vorgestellten Beschaffungskonzept bestmöglich angeregt werden sollen. Dabei handelt es sich um folgende Mechanismen:

- Anreize zur *bedarfsgerechten Kapazitätsanforderung* bei Neuanlagen
- Anreize zum *bedarfsgerechten VINK Zubau* bzw. zu effizienten Substitution von VINK
- Anreize zum *bedarfsgerechten Blindleistungsabruf*

Takeaways aus Kapitel 3 - Fortsetzung

Die oberen zwei Wirkmechanismen setzen investive Anreize, um einen effizienten Ausbau von Blindleistungskapazität durch Anlagen und VINK zu gewährleisten. Der dritte Wirkmechanismus setzt hingegen Anreize operativ Blindleistung effizient abzurufen. Hierbei geht es insbesondere um die Blindleistung, die nicht durch vorhandene VINK gedeckt werden kann („residualer Blindleistungsabrufbedarf“).

Warum ist ein einseitiges Optionsrecht notwendig?

Das einseitige Optionsrecht für Netzbetreiber, Blindleistungskapazität & -abruf entsprechend der *einforderbaren TAB* (d.h. für Erzeuger und Speicher entsprechend der TAR) einzufordern, sollte aus Sicht der Gutachter als transaktionskostenarmes Instrument erhalten bleiben, damit alle Netzbetreibern jederzeit einen sicheren Netzbetrieb gewährleisten können.

Warum kann und sollte das einseitige Optionsrecht reguliert vergütet werden?

In einem einseitigen Optionsrecht ist die marktliche Bestimmung der Vergütung jedoch *defacto* nicht möglich, da es hier keine freie Preisbildung geben **kann**. Mithin kann dieses Optionsrecht nur reguliert vergütet werden (vgl. Ausführungen der Gutachter zur Effizienz der marktlichen Beschaffung von NF-SDL [1]).

Des Weiteren **sollte** dieses Optionsrecht auch grundsätzlich reguliert vergütet werden,

- um Anreize zur effizienten Abwägung mit alternativen Beschaffungswegen (marktliche Beschaffung und VINK) zu setzen.
- um Ineffizienzen aufgrund von Marktmacht und unzähligen individuellen Verhandlungen zu vermeiden. Aufgrund des lokalen Bedarfs von Blindleistung ist anderenfalls lokal die Ausübung von Marktmacht zu erwarten, die die Effizienz des Systems deutlich reduzieren würde. Gibt es hingegen mehrere Anbieter und mehr Angebot als Nachfrage, bieten Anbieter zu ihren wahren Kosten und (ggf.) unterhalb der Höhe der regulierten Vergütung. In diesem Fall kann der Netzbetreiber kostengünstiger als über sein Optionsrecht kontrahieren. Liegen die Gebote jedoch oberhalb der Höhe der regulierten Vergütung (z.B. aufgrund von Marktmacht), nutzt der Netzbetreiber sein Optionsrecht. Dies antizipieren rationale Bieter und bieten nicht oder nur bis zur Höhe der regulierten Vergütung.
- um die oben genannten Wirkmechanismen zu stimulieren (s.o. und s.u. zur Begründung).

Takeaways aus Kapitel 3 - Fortsetzung

Warum benötigen wir (überhaupt) eine Vergütung in Säule A?

Auch die im Rahmen der TAR von Anlagen bereitgestellte Blindleistung ist mit Kosten verbunden, die grundsätzlich durch den Anlagenbetreiber getragen werden und über Umwege (bspw. EEG-Vergütung) refinanziert werden. Diese Kosten sind für den betriebswirtschaftlich agierenden Netzbetreiber nicht ersichtlich, sodass diese Option für ihn stets zu präferieren ist, wenngleich es theoretisch volkswirtschaftlich gesehen günstigere Optionen geben kann. Eine (regulierte) Vergütung schafft entsprechend der Wirkmechanismen insbesondere Anreize für Netzbetreiber, abzuwägen, ob

- der maximale Rahmen der *einforderbaren TAB* in ihren *individuellen TAB* (bei jeder Anlage) ausgereizt werden sollte („Wie viel sollte ich einfordern?“). Durch die pauschale maximale Ausreizung können ggf. unnötige Überkapazitäten oder Ineffiziente Abrufe entstehen.
- (im Einzelfall) kostengünstigere Alternativen der marktlichen Beschaffung (oder VINK im investiven Fall) innerhalb der *einforderbaren TAB* vorhanden sind („Sollte ich hier mein Optionsrecht oder Alternativen nutzen?“). Fehlt dieser Anreiz können ggf. ineffiziente Lösungen bevorzugt werden.

Im Ergebnis überwiegen die Vorteile der regulierten Vergütung!

Durch eine regulierte Vergütung wird folglich einerseits der Missbrauch von Marktmacht limitiert (regulierter Preis) und gleichzeitig eine marktliche Beschaffung entsprechend den Vorgaben der StrommarktRL stimuliert. Zudem wird der Zugang der Netzbetreiber zu den Blindleistungsquellen transaktionskostenarm sichergestellt (einseitiges Optionsrecht) und eine effiziente Abwägung der Inanspruchnahme des Optionsrecht angereizt. Ohne die reguliert vergüteten *einforderbaren TAB* sind Ineffizienzen durch vermeidbare Transaktionskosten (z.B. nur marktliche Beschaffung mit Preisobergrenze) oder zu hohe Beschaffungskosten (Marktmacht) oder fehlende Anreize (Status quo) wahrscheinlich. Aufgrund der Lokalität des Blindleistungsbedarfs werden Situationen mit wenigen technisch geeigneten Erbringungsoptionen und folglich geringem Wettbewerb praktisch sehr relevant sein.

Das vorgestellte 3-Säulen-Konzept bietet den Netzbetreibern folglich Wahlfreiheit, situativ zu entscheiden und setzt Anreize zur Abwägung, ohne ihnen Beschaffungsoptionen zu nehmen oder sie in ihrer Souveränität einzuschränken. Aus Sicht der Gutachter sind alternative starre Vorgaben angesichts der Komplexität und Lokalität der Thematik hingegen ungeeignet.

4.2. Regulatorisch-technische Voraussetzungen für eine regulierte Vergütung

Die in den Unterkapiteln 3.3 bis 3.5 erläuterten Wirkmechanismen dienen als Anreiz für die Netzbetreiber, damit diese zu einer möglichst bedarfsgerechten bzw. effizienten Beschaffung incentiviert werden. Damit diese Anreize wirken, gibt es in der Praxis jedoch regulatorische und technische Voraussetzungen, die zwingend erfüllt sein müssen, damit es i.S. des volkswirtschaftlichen Optimums sinnvoll ist, diese Anreize zu setzen.

Eine regulierte Vergütung größer Null ist nur dann sinnvoll, wenn die technisch-regulatorischen Voraussetzungen erfüllt sind. Sofern die Voraussetzungen nicht erfüllt sind, sollte die Höhe der regulierten Vergütung null betragen praktisch also keine regulierte Vergütung erfolgen. Die Voraussetzungen sind dabei spannungsebenenspezifisch zu prüfen, um die unterschiedlichen Gegebenheiten (Beobachtbarkeit des Netzzustandes, R/X-Verhältnis, Anzahl Netzanschlussnehmer, etc.) zu berücksichtigen. Sind die regulatorisch-technischen Voraussetzungen nicht erfüllt kommt der Höhe der *einforderbaren TAB* eine besonders hohe Bedeutung im Sinne der Effizienz der Blindleistungsbeschaffung zu.

Zur Rechtfertigung einer positiven regulierten Vergütung sind die folgenden Voraussetzungen zu erfüllen. Die Bewertung ob die jeweiligen Voraussetzungen erfüllt sind erfolgt anschließend gesondert je Spannungsebene (vgl. Abschnitt 4.2.1 bis 4.2.3).

V1. Vermeidung von Fehlanreizen im Bereich Versorgungssicherheit.

Der Netzbetreiber muss den Anreiz zur Abwägung zwischen etwaigen Effizienzgewinnen (z.B. via Kosteneinsparungen durch Vermeidung von Überkapazität) und dem Einfluss auf die Versorgungssicherheit haben. Dazu ist es notwendig, dass die Versorgungsqualität bewertet, d.h. gemessen und quantifiziert werden kann. Im Kontext der Spannungsqualität ist die Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes von $\pm 10\%$ der Nennspannung ein wichtiges Maß. Fällt eine häufigere Spannungsbandverletzung mangels Messung nicht auf, gibt es theoretisch nur Anreize zur Kosteneinsparung und damit in Summe Fehlanreize auf Kosten der Versorgungsqualität. Anreize zur

Berücksichtigung des Einflusses der Beschaffung auf die Spannungsqualität können dabei mannigfaltiger (und nicht nur streng monetärer) Natur sein. Z.B.: zivilrechtliche Ansprüche der Anschlussnehmer gegen Netzbetreiber wegen Schäden an Geräten durch Überspannungen oder Einschränkungen der Funktionsfähigkeit von Geräten durch Unterspannungen, Anträge der Netzanschlussnehmer auf die Einleitung von Aufsichtsverfahren gegen Netzbetreiber (bei der BNetzA), Einflüsse auf andere Kostenterme der Netzbetreiber, z.B. durch zusätzliche Schäden in Folge von Überspannungen, Verschlechterung des Qualitätselementes des Netzbetreibers in der ARegV (auch wenn hier im aktuellen Regime höchstens ein indirekter Zusammenhang zur Spannungsqualität besteht). Sind diese Fehlanreize ausgeschlossen kann grundsätzlich eine regulierte Vergütung größer Null erfolgen. Für den tatsächlichen Erhalt einer positiven regulierten Vergütung ist zudem sicherzustellen, dass der Beitrag (d.h. die Blindleistungsbereitstellung) der jeweiligen Netznutzer belegbar und abrechenbar ist.

In Summe ist folglich einerseits sicherzustellen, dass die Auswirkungen auf Versorgungsqualität mit entsprechenden (relativ gesehen nahezu prohibitiv hohen) Kosten mit den (i.d.R. relativ gesehen niedrigeren) Kosteneinsparungen durch Effizienzgewinne abgewogen werden.

V2. Vermeidung von Inc-Dec Fehlanreizen bei angemessener Systemdienlichkeit

Aus volkswirtschaftlicher Sicht sind Anreize für sog. increase-decrease (Inc-Dec) Verhalten zu vermeiden [10], wonach Akteure zunächst durch ihr (strategisches) Verhalten zur Verschärfung/Schaffung eines Problems beitragen, für dessen Entschärfung/Lösung sie sich anschließend vergüten lassen. Im Kontext des Blindleistungsbedarfes entspricht dies dem Ausgleich von selbst induzierten Spannungsänderungen infolge von Wirkleistungseinspeisung und -entnahme und anschließender Betriebspunktänderung zu unter- oder übererregtem Verhalten.

Der Ausgleich dieser selbst induzierten Spannungsänderung wird auch als Kehrpflicht bezeichnet. Da der induzierte Spannungshub vom R/X-Verhältnis des Netzes abhängig ist, an dem die Anlage angeschlossen ist, ist **V2** insbesondere

spannungsebenen-spezifisch zu bewerten. Gleichzeitig betonen die Gutachter, dass (wie bisher) Lasten, Erzeuger und Speicher einen bedarfsgerechten Beitrag zu den *Dienstleistungen zur Spannungsregelung* in Form von Blindleistungsbeiträgen (insb. zur lokalen Spannungshaltung) zu erbringen haben.

V3. Regulatorische Anreize für effizientes Verhalten

Die Wahl der effizienten Lösung hat einen positiven Einfluss auf die Erlösobergrenze des Netzbetreibers, z.B. über das Benchmarking oder andere positive relevante Implikationen für den Netzbetreiber. Dabei sind positiver Einfluss und positive Implikationen in Summe hinreichend groß, um den Netzbetreiber zu einem Verhalten zur effizienten (investiven und operativen) Beschaffung von Blindleistung intrinsisch zu bewegen. Sind die regulatorischen Anreize zur Abwägung der Alternativen im Sinne einer effizienten Blindleistungsbeschaffung reduziert kann alternativ die verpflichtende extrinsische Vorgabe zur Abwägung zwischen den Alternativen erfolgen, um diese Voraussetzung zu erfüllen.

V4. Vermeidung investitionsgefährdender Liquiditätsrisiken

Konkret heißt dies, § 21 Satz 2 ARegV in Verbindung mit § 1 EnWG ist nicht gefährdet. Das heißt Netzbetreiber sind unter Berücksichtigung der Kosten der Blindleistungsbeschaffung sowie der zusätzlichen Erlöse, die sie auf Basis der Kosten in der Erlösobergrenzenformel zugestanden bekommen, in der Lage, die zur Umsetzung der Energiewende nötigen bzw. zur Sicherstellung einer effizienten und umweltverträglichen leitungsgebunden Versorgung notwendigen Investitionen zu tätigen und ihr Netz entsprechend zu ertüchtigen. Folglich ist deren Liquidität nicht gefährdet.

Einfluss auf die Erfüllung der regulatorisch-technischen Voraussetzung V3 und V4 durch Kostenanerkennung im Zuge der ARegV. Insbesondere die Voraussetzungen (Stärke der Anreize aus V3 und V4 sind dabei abhängig von der Kategorie der Kostenanerkennung, in welche die Blindleistungsbeschaffungskosten eingeordnet werden. Dies wird gesondert in Unterkapitel 6.3 diskutiert.

Aus Gutachtersicht wäre (zudem) eine Stärkung der unter V1 genannten Anreize zur Berücksichtigung des Einflusses der

Blindleistungsbeschaffung auf die Spannungsqualität durch explizite Berücksichtigung im Qualitätselement der ARegV denkbar. Entsprechend §19 Abs. (3) ARegV ist die Energie nicht nur möglichst unterbrechungsfrei, sondern auch „unter Einhaltung der Produktqualität zu transportieren“. Folglich wären entsprechende Anpassungen der Kennzahlen entsprechend §20 ARegV notwendig. Allerdings sollte die Summe der anderen genannten Anreize in Summe auch ohne diese Anpassung ausreichend sein, um V1 zu erfüllen. Zudem ist eine entsprechende Aufnahme in das Qualitätselement nur dann sinnvoll, wenn eine quantitative Bewertung der Spannungsqualität auch erfolgen kann. Dies ist im Status quo auf den unteren Spannungsebenen i.d.R. nicht gegeben.

Kriterien zur Bewertung, ob die regulatorisch-technischen Voraussetzungen V1 und V2 erfüllt sind. Um die Erfüllung der Voraussetzungen V1 und V2 spannungsebenen-spezifisch durchführen zu können, werden folgende Bewertungskriterien herangezogen:

1. Die Erfüllung von Voraussetzung V1 „**Vermeidung von Fehlanreizen**“ ist mit dem Vorhandensein der notwendigen Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) verknüpft. runter fallen vor allem:
 - a. Die Beobachtbarkeit der Spannungsqualität durch den Netzbetreiber im jeweiligen Netzgebiet muss ausreichend gegeben sein.
 - b. Die Anlage (bzw. der potenziellen Vergütungsempfänger) verfügt über einen Vierquadrantenzähler zur konformen Messung und Abrechnung von Blindarbeit, sodass deren Einfluss auf die Spannungsqualität bewertet bzw. der Abruf entsprechend der Vorgabe überprüft werden kann.

Die Gutachter gehen davon aus, dass bei entsprechender IKT die unter V1 genannten Anreize zur Berücksichtigung des Einflusses der Blindleistungsbeschaffung auf die Spannungsqualität erfüllt sind.

2. Die Erfüllung von Voraussetzung V2 „**Vermeidung von Inc-Dec Fehlanreizen**“ ist ebenfalls mit dem Vorhandensein der notwendigen IKT verknüpft, entsprechend gelten 1.a. und 1.b. Darüber hinaus sei an dieser Stelle betont, dass die Problematik der Inc-

Dec Anreize ein operatives Thema ist und daher nur im Kontext der regulierten Vergütung des Abrufs bewertet werden muss.

Zudem dient die Blindleistungsbereitstellung primär der Optimierung des Blindleistungshaushalts auf eigener oder überlagerte Netzebene und verursacht keine hohen zusätzlichen Verluste in der Anlage und sie dient nicht primär der lokalen Spannungshaltung bzw. dem Ausgleich von selbst induzierten Spannungsänderungen. Das R/X-Verhältnis und der Vermaschungsgrad der jeweiligen Spannungsebene sowie die Blindleistungsbereitstellung in Abhängigkeit der Wirkleistungseinspeisung stellen hier die entscheidenden Kriterien dar.

4.2.1. Bewertung der Nieder- und Mittelspannungsebene
Ausreichende Anreize für effizientes Verhalten sind gegeben. Die Stärke der Anreizwirkung variiert jedoch mit der Kosteneingruppierung im Rahmen der ARegV. Aus Sicht der Gutachter gibt es hinreichende Anreize für die MS- und NS-VNB, die Kosten der Blindleistungsbeschaffung i.S. der volkswirtschaftlichen Effizienz zu minimieren. Dies sind direkte Anreize über das Benchmarking der ARegV und indirekte Anreize aus Risiken, die durch (etwaige) Auswirkungen auf Konzessionswettbewerbe oder Liquiditätsimplikationen bestimmt werden. Da die Blindleistungsbeschaffungskosten in das Benchmarking der Netzbetreiber eingehen, führt eine effizientere Beschaffung grundsätzlich zu einem besseren Effizienzwert, sodass der Netzbetreiber über die Regulierungsperiode insgesamt mehr Netzentgelte verlangen kann. Konkret sinkt seine Erlösobergrenze weniger über den Verlauf der Regulierungsperiode. Umgekehrt ist der Netzbetreiber, je nach Art der Kosteneinordnung, auch mehr oder weniger großen Liquiditätsrisiken ausgesetzt, die durch Abweichungen der Kosten in der Regulierungsperiode von den Kosten des Basisjahres bestimmt werden. Eine erweiterte Diskussion der Auswirkungen der Eingruppierung in unterschiedliche Kostenarten im Sinne der ARegV erfolgt gesondert in Unterkapitel 6.3. Dabei werden auch ggf. vorhandene Auswirkungen der Blindleistungsbeschaffungskosten auf die Erfolgchancen in Konzessionswettbewerben adressiert.

Aus Sicht der Gutachter sind im Ergebnis die regulatorisch-technischen Voraussetzungen **V3** (Anreize für ein effizientes Verhalten) und **V4** (keine investitionshemmenden Liquiditätsrisiken) des Konzeptes in der Mittel und Niederspannung erfüllt. Die Stärke der

Anreizwirkung variiert jedoch mit der Kostengruppierung im Rahmen der ARegV.

Keine flächendeckende Beobachtbarkeit des Netzzustandes. In der Mittel- und Niederspannung ist sowohl die flächendeckende Beobachtbarkeit der Spannungsqualität sowie messtechnische Ausstattung der Anlagen i.d.R. nicht gegeben (vgl. bspw. [11]). Daher sind die technisch-regulatorischen Voraussetzungen **V1** und **V2** (Vermeidung von Fehlanreizen im Bereich Versorgungssicherheit sowie Vermeidung von Inc-Dec Fehlanreizen) nicht erfüllt. Folglich bestünde bei einer regulierten Vergütung die Gefahr von Fehlanreizen im Bereich Versorgungssicherheit (s. **V1**).

Spannungsanhebung durch Wirkleistungseinspeisung berücksichtigen. Sofern Anlagen (zukünftig) über eine entsprechende IKT verfügen, spricht im Falle von der Voraussetzung **V2** (Vermeidung von Inc-Dec Fehlanreizen) das – im Vergleich zu den anderen Spannungsebenen – hohe R/X-Verhältnis dafür, bei Anwendung einer regulierten Abrufvergütung Ausnahmebereiche zu definieren, um somit selbst induzierte Spannungsänderungen im Sinne des systemischen Nutzens effizient auszuregeln bzw. keine Inc-Dec-Anreize zu setzen (und so **V2** vollständig zu erfüllen). Dies bedeutet im Umkehrschluss, dass der Blindleistungsabruf bei niedrigen Wirkleistungseinspeisungen bzw. -entnahmen für Abrufe innerhalb der *einforderbaren TAB* weitestgehend reguliert zu vergüten ist, falls eine regulierte Abrufvergütung eingeführt würde. Unter Berücksichtigung dieser Einschränkungen sind auch die Voraussetzungen von **V2** vollständig erfüllt. Alternativ ist grundsätzlich eine exklusive und direkte regulierte Vergütung von Blindleistungskapazität denkbar. Für die Diskussion der Form der regulierten Vergütung sei allerdings auf Abschnitt 4.3.3 verwiesen.

Ergebnis. Nachfolgende Tabelle 4-1 fasst die Bewertung der regulatorisch-technischen Voraussetzungen in der Mittel- und Niederspannung zusammen.

Tabelle 4-1: Bewertung der regulatorisch-technischen Voraussetzungen in der Mittel- und Niederspannung

#	Voraussetzung	Mittel- und Niederspannung
V1	Vermeidung von Fehlanreizen im Bereich Versorgungssicherheit	i.d.R. nicht erfüllt (nur in Ausnahmefällen)
V2	Vermeidung von Inc-Dec Fehlanreizen bei angemessener Systemdienlichkeit	i.d.R. nicht erfüllt (nur in Ausnahmefällen oder bei exklusiver und direkter regulierter Vergütung der Kapazität; Im Falle einer regulierten Abrufvergütung sind Ausnahmereich sinnvoll)
V3	Regulatorische Anreize für effizientes Verhalten	Grundsätzlich erfüllt Stärke der Anreizwirkung variiert jedoch mit der Kosteneingruppierung im Rahmen der ARegV
V4	Vermeidung investitionsgefährdender Liquiditätsrisiken	erfüllt Risiko variiert jedoch mit der Kosteneingruppierung im Rahmen der ARegV

4.2.2. Bewertung der Hochspannungsebene

Voraussetzungen erfüllt. Auf der Hochspannungsebene sind die regulatorisch-technischen Voraussetzungen erfüllt. Die erforderliche IKT ist i.d.R. gegeben. Beispielsweise ist die Messung des Netzzustands und der Anlageneinspeisung echtzeitnah üblich und die Einbindung der Anlagen in Netzleitstelle ist gegeben. Gleichzeitig sind Vierquadrantenzähler auf Seiten der HS-Erzeuger Standard, sodass die Einspeisung und das Spannungsband flächendeckend beobachtet werden kann. Folglich sind die Voraussetzungen von **V1** vollständig und von **V2** zumindest weitestgehend erfüllt. Das im Vergleich zur HöS höhere R/X-Verhältnis spricht dafür, Ausnahmereich einer regulierten Abrufvergütung für selbst induzierte Spannungsänderungen zu bestimmen, um keine Inc-Dec-Anreize zu setzen, falls eine regulierte Abrufvergütung eingeführt würde. Dies bedeutet im Umkehrschluss jedoch, dass der Blindleistungsabruf bei niedrigen Wirkleistungseinspeisungen oder -entnahmen für Abrufe innerhalb der *einforderbaren TAB* (weitestgehend) reguliert zu vergütet ist. Unter Berücksichtigung dieser Einschränkungen sind auch die

Voraussetzungen von **V2** vollständig erfüllt. Alternativ ist eine direkte regulierte Vergütung von Blindleistungskapazität grundsätzlich denkbar. Für die Diskussion der Form der regulierten Vergütung sei allerdings auf Abschnitt 4.3.4 verwiesen.

Anreize zur Abwägung gegeben. Es gibt derzeit hinreichend Anreize für die Netzbetreiber auf HS-Ebene, die Kosten der Blindleistungsbeschaffung zu minimieren. Dies sind insbesondere durch das Benchmarking der ARegV oder durch Liquiditätsimplikationen (vgl. Unterkapitel 6.3) gegeben. Hinsichtlich möglicher Liquiditätsengpässe auf Seiten der Netzbetreiber ist nicht zu erwarten, dass das Beschaffungskonzept diese derart induziert, dass notwendige und effiziente Investitionen gehemmt werden.

Stärke der Anreizwirkung variiert mit der Kosteneingruppierung. Sowohl die Intensität der aus der ARegV entstammenden Anreize zur Kostenminimierung der Blindleistungsbeschaffung als auch Risiken für die Netzbetreiber sind dabei in Abhängigkeit der Art der Kosteneinordnung in der ARegV unterschiedlich. Unabhängig von der letztendlichen Eingruppierung der Kosten im Sinne der ARegV sind die regulatorisch-technischen Voraussetzungen **V3** (Anreize für ein effizientes Verhalten) und **V4** (keine investitionshemmenden Liquiditätsrisiken) des Konzeptes erfüllt, auch wenn die Stärke der Anreize erheblich von der Kosteneinordnung abhängig ist (vgl. Unterkapitel 6.3). Eine detaillierte Diskussion der Auswirkungen der Eingruppierung in unterschiedliche Kostenarten im Sinne der ARegV erfolgt gesondert in Unterkapitel 6.3).

Ergebnis. Nachfolgende Tabelle 4-2 fasst die Bewertung der regulatorisch-technischen Voraussetzungen in der Hochspannung zusammen.

Tabelle 4-2: Bewertung der regulatorisch-technischen Voraussetzungen in der Hochspannung

#	Voraussetzung	Hochspannung
V1	Vermeidung von Fehlanreizen im Bereich Versorgungssicherheit	erfüllt
V2	Vermeidung von Inc-Dec Fehlanreizen bei angemessener Systemdienlichkeit	erfüllt (Im Falle einer regulierten Abrufvergütung sind Ausnahmebereich sinnvoll)
V3	Regulatorische Anreize für effizientes Verhalten	Grundsätzlich erfüllt Stärke der Anreizwirkung variiert jedoch mit der Kosteneingruppierung im Rahmen der ARegV
V4	Vermeidung investitionsgefährdender Liquiditätsrisiken	erfüllt Risiko variiert jedoch mit der Kosteneingruppierung im Rahmen der ARegV

4.2.3. Bewertung der Höchstspannungsebene

Die Bewertung der Höchstspannung ist ähnlich zu der in der HS-Ebene, daher wird im Folgenden auf die Unterschiede fokussiert. Die regulatorisch-technischen Voraussetzungen auf der HöS sind entsprechend in weiten Teilen analog zur HS zu bewerten (vgl. Abschnitt 4.2.2).

Keine Inc-Dec-Fehlanreize. Aufgrund des geringen R/X-Verhältnisses in der HöS und des hohen Vermaschungsgrades sind alle Voraussetzungen von **V2** (Vermeidung von Inc-Dec Fehlanreizen) erfüllt. Entsprechend sind nennenswerte selbst induzierte Spannungsänderungen oder damit einhergehende Inc-Dec-Anreize durch eine regulierte Blindarbeitsvergütung (bzw. des Abrufs) nicht zu erwarten. Auch muss berücksichtigt werden, dass der Ausgleich der residualen Blindleistungsbilanz der unteren Netzebenen durch die überlagerte Netzebene und somit letztendlich durch das Übertragungsnetz bzw. dessen Blindleistungsquellen erfolgt. Daher erfolgt die Blindleistungsbereitstellung im Übertragungsnetz zu gewissen teilen inhärent systemdienlich. Aus den genannten Gründen wird daher von Ausnahmebereichen bei der regulierten Vergütung auf der HöS abgesehen.

Regulatorische Anreize für effizientes Verhalten sind anders zu bewerten. Ein zentraler Unterschied zur HS existiert in der Bewertung der regulatorisch-technischen Voraussetzung **V3** (Regulatorische Anreize für effizientes Verhalten). Da es auf der HöS bzw. zwischen den ÜNB kein zu den VNB vergleichbares Benchmarking im Rahmen der ARegV gibt, erscheinen die Anreize für die bedarfsgerechte Abwägung aller Optionen bzw. die Wahl der effizienten Beschaffungslösung reduziert. Diese Einschränkung ist jedoch insbesondere auf die Abwägung zwischen Säule B und C zurückzuführen, sodass primär *Wirkmechanismus VINK-Substitution* sichergestellt werden muss. Die Stimulation der *Wirkmechanismen Kapazitätsanforderung* und *Blindleistungsabruf* ist jedoch durch eine regulierte Vergütung im Rahmen von Säule A nicht eingeschränkt. Die Voraussetzung **V3** zur Einführung einer regulierten Vergütung ist daher nur teilweise erfüllt. Aus Sicht der Gutachter kann aber durch die Einführung eines (formalisierten) „ex-ante Vergleichsprozesses“ zwischen der marktlichen Beschaffung und der VINK-Option auf der Höchstspannungsebene erreicht werden, dass auch **V3** auf der HöS vollständig erfüllt ist. Dies wird jedoch in Kapitel 5 diskutiert.

Ergebnis. Nachfolgende Tabelle 4-3 fasst die Bewertung der regulatorisch-technischen Voraussetzungen in der Höchstspannung zusammen.

Tabelle 4-3: Bewertung der regulatorisch-technischen Voraussetzungen in der Höchstspannung

#	Voraussetzung	Hochspannung
V1	Vermeidung von Fehlanreizen im Bereich Versorgungssicherheit	erfüllt
V2	Vermeidung von Inc-Dec Fehlanreizen bei angemessener Systemdienlichkeit	erfüllt
V3	Regulatorische Anreize für effizientes Verhalten	teilweise erfüllt (durch verpflichtenden ex-ante Vergleichsprozess heilbar)
V4	Vermeidung investitionsgefährdender Liquiditätsrisiken	erfüllt Risiko variiert jedoch mit der Kosteneingruppierung im Rahmen der ARegV

4.3. Ausgestaltung der regulierten Vergütung

Die vorherigen Überlegungen haben gezeigt, dass eine regulierte Vergütung grundsätzlich notwendig ist, um die Abwägung zwischen den Säulen i.S. einer effizienten Beschaffung von Blindleistung anzureizen. Offen sind jedoch die Fragen nach der konkreten Ausgestaltung der regulierten Vergütung (bspw. als Kapazitäts- und/oder Arbeitspreis) und welche Kriterien bei der Festlegung ihrer Höhe zu berücksichtigen sind. Eine Quantifizierung der regulierten Vergütung erfolgt jedoch nicht. Die Gutachter empfehlen diese in einer gesonderten Marktstudie unter Berücksichtigung mindestens der in diesem Gutachten aufgeführten Kriterien vorzunehmen (vgl. Unterkapitel 6.5).

4.3.1. Theoretischer Hintergrund und Transfer

Grundsätzlich kann eine regulierte Vergütung durch eine Vergütung der Kapazität (EUR/kVAr), des Abrufs (EUR/kVArh) oder durch eine Kombination beider Vergütungsformen erfolgen. Auch eine Vergütung der Blindleistungsvorhaltung ist grundsätzlich denkbar, da diese im Kontext der marktlichen Beschaffung jedoch als nicht zielführend eingestuft wird (vgl. Unterkapitel 3.5) bleibt diese Option im Folgenden unberücksichtigt.

Ziel der regulierten Vergütung ist es, im Wirkungsbereich der *einforderbaren TAB* Anreize zu schaffen, um sowohl einen bedarfsgerechten Zubau von Blindleistungskapazitäten als auch einen bedarfsgerechten Abruf der Blindarbeit i. S. d. StrommarktRL anzureizen. Die folgenden Überlegungen dienen als Grundlage, um spannungsebenenspezifisch zu entscheiden, ob die genannten Ziele besser durch eine Vergütung der Kapazität und/oder der Blindarbeit erzielt werden können. Dabei ist der lokale Charakter der Blindleistung, welcher die Ausübung von Marktmacht begünstigen kann, in die Überlegungen mit einzubeziehen. Wie bereits in Kapitel 3 diskutiert, stimuliert die regulierte Vergütung nicht nur die Wirkmechanismen, sondern verhindert zugleich auch die Ausübung von Marktmacht, indem sie eine implizite Preisobergrenze der marktlichen Beschaffung bildet. Ein weiterer zentraler Punkt ist die Frage, welche Effizienzpotenziale auf welchen Spannungsebenen durch das Beschaffungskonzept unter Berücksichtigung der Bewertungsergebnisse der

regulatorisch-technischen Voraussetzungen (vgl. Unterkapitel 4.2) adressiert werden können.

Theoretische Überlegung: Anreize zum Kapazitätszubau

Grundsätzlich besteht die Möglichkeit Anreize zum Errichten von Kapazität durch eine **direkte Vergütung** der Kapazität in EUR/kVAr oder eine **indirekte Vergütung** des Abrufs (oberhalb der variablen Abrufkosten) in EUR/kVArh zu setzen. Auch eine Kombination beider Varianten ist denkbar. Die zugehörigen Vor- und Nachteile sind dabei z.T. analog zu den Diskussionen zu Kapazitäts- und Energy-Only-Märkten (siehe bspw. Weißbuch [12]).

Die direkte Kapazitätsvergütung kann sowohl als jährliche/periodische Zahlung oder als Einmalzahlung in Form eines äquivalenten Barwerts der jährlichen Zahlungen vorgenommen werden (analog Kapazitätsmarkt). Vorteile sind u.a. die Planbarkeit für Investoren sowie eine tendenziell höhere Wahrscheinlichkeit, dass die zum Beschaffungszeitpunkt als künftig erforderlich erachtete Kapazität kontrahiert und damit errichtet wird. Nachteilig ist allerdings, dass die künftig notwendige bzw. effiziente Menge an Kapazität angesichts der langen Planungszeiträume nicht exakt bestimmt werden kann. D.h., Überkapazitäten können ebenso wie zu geringe Kapazitätsbeschaffungen nicht ausgeschlossen werden.

Die indirekte Kapazitätsvergütung, d.h. eine exklusive Vergütung des Abrufs führt umgekehrt dazu, dass die Anbieter – strategisches Verhalten ausgeklammert – zu ihren kurzfristigen Grenzkosten bieten, solange der Abrufbedarf kleiner als die vorhandene Kapazität ist. Ist der (erwartete) Abrufbedarf allerdings größer, bieten die Anbieter zu ihren (höheren) langfristigen Grenzkosten. Durch alle Deckungsbeiträge oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten refinanzieren die Anbieter so (über einen längeren Zeitraum) ihre kapazitiven Kosten. Falls Anlagenbetreiber erwarten, dass sie so über den Zeitraum der Lebenszeit der Anlage einen positiven Barwert erzielen, errichten sie neue Anlagen – die Kapazität steigt, die Zeiträume mit knapper Kapazität sinken und die Deckungsbeiträge aller Marktteilnehmer fallen. Unrentable Anlagen oder solche am Ende ihrer Lebenszeit werden hingegen aus dem Markt genommen. Die Kapazität sinkt, die Zeiträume mit knapper Kapazität steigen und die Deckungsbeiträge aller Marktteilnehmer steigen wieder. In diesem Kontext wird auch von einem **dynamischen Gleichgewicht** gesprochen. Vorteil dieser

zweiten Vergütungsform ist also, dass der Markt anhand des stets aktuellsten Wissenstandes aller Marktteilnehmer die effiziente Menge an künftig notwendiger Kapazität bestimmt. Hierzu sind allerdings transparente Informationen über die realisierten Preise notwendig. Zudem müssen Akteure eine belastbare Perspektive über die künftigen Vermarktungschancen haben. Nachteilig ist hier, dass das Risiko für Investoren steigt ihre Kapazität zu refinanzieren, wenn die Kapazität nur in sehr wenigen Stunden des Jahres knapp ist und die entsprechende Anlage folglich die investiven Kosten in nur wenigen Stunden des Jahres durch sehr hohe Deckungsbeiträge refinanzieren kann. U.a. durch risikoaverses Verhalten, aber auch durch regulatorische Einflüsse (z.B. Price-Caps, die die Möglichkeit der sehr hohen Deckungsbeiträge einschränken), kann es also dazu kommen, dass die notwendige Menge an Kapazität nicht errichtet wird.

Theoretische Überlegungen: Anreizung des effizienten Abrufs

Anders als beim Zubau der Kapazität kann der bedarfsgerechte und effiziente Blindleistungsabruf nur direkt mittels eines Arbeitspreises angereizt werden. Hier stellt sich insbesondere die Frage nach der Höhe des Arbeitspreises, welcher i.S. eines effizienten Abrufs grundsätzlich den kurzfristigen Grenzkosten (abweichende Höhe i.S. des dynamischen Gleichgewichts ausgeklammert, s.o.) entsprechend sollte.

Einordnung der theoretischen Überlegungen

Das beschriebene theoretische Konzept zur Anreizung von Kapazität kann nur mit Einschränkungen auf die Beschaffung von Blindleistung (innerhalb der *einforderbaren TAB*) übertragen werden. Außerhalb der *einforderbaren TAB* und damit außerhalb der Säule A, ist die Übertragung hingegen weniger stark eingeschränkt (vgl. Säule B und C). Ein grundsätzlicher Unterschied zum Wirkleistungsmarkt ist, dass Blindleistungskapazität i.d.R. als Zusatzfähigkeit von Anlagen zur Wirkleistungsbereitstellung errichtet wird und im Rahmen von Säule A nicht autark. Daher scheint der Vorteil einer direkten Vergütung, eine höhere Wahrscheinlichkeit zu haben ausreichend viel Kapazität zu kontrahieren, beschränkt. Dies gilt insbesondere, da Netzbetreiber die Möglichkeit haben selbst Kapazität zu errichten (VINK) oder diese im Zuge des Zubaus von Wirkleistungskapazität einzufordern (*einforderbare TAB*), während sie dies bei der Wirkleistung nicht können. Netzbetreiber haben mithin im Kontext der langfristigen Beschaffung

von Blindleistungskapazität Optionen, um einem etwaigen „Marktversagen“ i.S.v. nicht ausreichend errichteter Blindleistungskapazität entgegenzutreten. Folglich besteht das Risiko, dass nicht ausreichend viel Blindleistungskapazität errichtet wird praktisch nicht. Vielmehr besteht umgekehrt grundsätzlich die „Gefahr“, dass Netzbetreiber zu viel Blindleistungskapazität errichten bzw. durch Anlagenbetreiber errichten lassen (*einforderbare TAB*), weshalb eine regulierte Vergütung der investiven Kosten sinnvoll sein kann, um entsprechend *Wirkmechanismus Kapazitätsanforderung* Anreize zu setzen, günstige Alternativen abzuwägen und die notwendige Kapazitätsmenge sorgsam zu prüfen (vgl. Unterkapitel 3.3). Die Bestimmung der notwendigen Kapazität ist wiederum praktisch schwierig, da sich der Bedarf im Zeitverlauf ändern kann und diese Entwicklungen nur bedingt verlässlich durch den Netzbetreiber oder die Marktteilnehmer prognostizierbar und für Marktteilnehmern i.d.R. grundsätzlich nicht ausreichend transparent verfügbar sind.

Ein weiterer Unterschied zur Wirkleistung besteht darin, dass bei einem liquiden Wirkleistungsmarkt mit vielen Teilnehmern strategisches Verhalten deutlich begründbarer vernachlässigt werden kann als bei einer dezentralen Beschaffung von Blindleistung, die grundsätzlich die Ausübung von Marktmacht begünstigt. Dieses Problem trifft grundsätzlich im Kontext der Blindleistung zu, egal ob die Kapazität entsprechend indirekt durch Deckungsbeiträge oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten, oder direkt durch eine Kapazitätsvergütung stattfindet. Das vorliegende Beschaffungskonzept begrenzt die Ausübung von Marktmacht durch die implizite Preisobergrenze der regulierten Vergütung. Problematisch im Kontext der indirekten Vergütung ist allerdings (erneut), dass Anlagenbetreiber i.d.R. keine verlässliche Prognose des Blindleistungsabrufs erstellen können. Nachteil einer (exklusiven) direkten regulierten Vergütung der Kapazität ist hingegen, dass Netzbetreiber hier keinerlei Anreiz haben, die einmal errichtete Kapazität kostenoptimal abzurufen. Die kurzfristigen Grenzkosten hängen im Falle der Blindleistung stark von den Verlustkosten ab, welche wiederum vom Betriebspunkt der Anlage abhängen. Ohne eine regulierte Vergütung des Abrufs gibt es keinen Anreiz auf den Abruf durch verlustreiche Anlagenbetriebspunkte zugunsten technisch äquivalenter verlustarmer Abrufe zu verzichten.

4.3.2. Kriterien zur Ermittlung der regulierten Vergütung

Neben der Ausgestaltung der Form der regulierten Vergütung ist auch deren Höhe von zentraler Bedeutung. Diese kann sich je nach Zielstellung – wie bereits diskutiert – an den kurzfristigen und/oder langfristigen Kosten orientieren. Die abschließende Bewertung ob und in welcher Form eine regulierte Vergütung eingeführt werden soll erfolgt gesondert je Spannungsebene in den nächsten Abschnitten. Hier liegt der Fokus auf den Kriterien, die bei der Bestimmung der Höhe grundsätzlich zu berücksichtigen sind.

Differenziert nach Spannungsebene. Aus Sicht der Gutachter sollte die Höhe der regulierten Vergütung aufgrund der verschiedenen Voraussetzungen je Spannungsebene gesondert festgelegt werden. Unter Berücksichtigung der regulatorisch-technischen Voraussetzungen und der mehr oder weniger unterschiedlich relevanten Effizienzpotentiale auf den einzelnen Spannungsebenen bietet es sich jedoch grundsätzlich an, die Mittel- und Niederspannungsebene aktuell noch gemeinsam zu betrachten.

Einheitliche Höhe der regulierten Vergütung in Deutschland. Obwohl das Angebot und der Bedarf an Blindleistung in den verschiedenen Regionen Deutschlands und somit grundsätzlich auch der subjektive Wert der Blindleistung unterschiedlich sind, empfehlen die Gutachter eine einheitliche Höhe der regulierten Vergütung je Spannungsebene in Deutschland. Die regulierte Vergütung soll einerseits (je Netzbetreiber und Netzgebiet) Anreize zum (situativen bzw. Typfall-spezifischen) Abwägen zwischen den verschiedenen Optionen zur Deckung des Blindleistungsbedarfs innerhalb der *einforderbaren TAB* setzen und andererseits die Ausübung von Marktmacht durch die Anbieter der Alternativen limitieren, die die Effizienz des Systems reduzieren würde. Daher sollte die regulierte Vergütung am wahren Wert der Blindleistung orientiert werden. Die Gutachter erwarten jedoch eher homogene Kostenstrukturen der Blindleistungsbereitstellung je Spannungsebene, sodass eine einheitliche regulierte Vergütung gerechtfertigt scheint. Im Falle einer heterogenen Kostenstruktur unter den Anlagen sollte dabei die Kostendeckung für ein hinreichend großes Quantil der Anlagen angestrebt werden. Eine einheitliche regulierte Vergütung je Spannungsebene für ganz Deutschland ist daher adäquat. Bedarfe, die über die *einforderbaren TAB* hinausgehen bzw. grundsätzlich diese, die im Rahmen der

marktlichen Beschaffung (Säule B) gedeckt werden sind hiervon un-
betroffen. Innerhalb der *einforderbaren TAB* bietet die regulierte Ver-
gütung „nur“ eine Preisschranke der marktlichen Beschaffung, um die
Ausübung von Marktmacht zu limitieren und sicherzustellen, dass
Bedarfe zuverlässig und effizient gedeckt werden können. Im Ergeb-
nis ist damit eine einheitliche regulierte Vergütung je Spannungse-
bene in Deutschland sinnvoll (Säule A). Die Preisbildung im Rah-
men der marktlichen Beschaffung (Säule B) erfolgt hingegen unter
Berücksichtigung der Leitplanken frei, sodass **sich im Rahmen der
marktlichen Beschaffung unterschiedliche Preise einstellen
können**. Diese ergeben sich aufgrund der lokalen Nachfrage und des
lokalen Angebots und sind nicht zentral festzulegen.

Kriterien zur Festlegung der Höhe und Form. Bei der Festlegung
der Höhe und Form der regulierten Vergütung (je Spannungsebene)
sind aus Sicht der Gutachter grundsätzlich die nachfolgend genann-
ten Kriterien zu berücksichtigen. Zwingend muss das Kriterium **K1**
erfüllt sein, um eine regulierte Vergütung innerhalb der *einforderna-
ren TAB* zu rechtfertigen. Grundsätzlich gilt dann das Kriterium **K2** als
Richtlinie, darüber hinaus sind jedoch zwingend die weiteren Kriterien
je Spannungsebene zu berücksichtigen.

- K1.** Die Erfüllung der regulatorisch-technischen Voraussetzungen.
- K2.** Die technischen Alternativen, die innerhalb der jeweiligen
Spannungsebene relevant sind, und deren Kostenstrukturen.
Hierbei sind die operativen Kosten (insbesondere Verlustkos-
ten durch den Blindleistungsabruf und Verschleißkosten) und
die investiven Kosten (insbesondere die Zusatzkosten für die
installierte Blindleistung der Anlage, welche im Falle von Um-
richter-basierten Anlagen (primär) die Zusatzkosten der Wech-
selrichterdimensionierung umfassen) zu berücksichtigen. Die
Höhe der regulierten Vergütung, die eine Anlage in Summe er-
hält, sollte möglichst den wahren Anbieterkosten entsprechen.
Im Falle einer heterogenen Kostenstruktur unter den Anlagen
sollte dabei die Kostendeckung für ein hinreichend großes
Quantil der Anlagen angestrebt werden. Die Höhe der regulier-
ten Vergütung

- des Abrufs sollte den kurzfristigen Grenzkosten des Abrufs
entsprechen, falls es gleichzeitig eine regulierte Vergütung

der Kapazität gibt. Letztere sollte dann die wahren investiven Kosten decken.

- sollte den langfristigen Grenzkosten entsprechen, wenn es nur eine regulierte Vergütung des Abrufs oder nur eine regulierte Vergütung der Kapazität gibt.
- des Abrufs kann in Abhängigkeit der Gegebenheiten auch ausschließlich den kurzfristigen Grenzkosten entsprechen, wenn anderenfalls Ineffizienzen zu erwarten sind.

K3. Die implizite Preisobergrenze der VINK-Opportunität.

K4. Die Wechselwirkungen mit der Höhe der regulierten Vergütung der unter- und überlagerten Spannungsebene.

K5. Die Wechselwirkungen mit den *einforderbaren TAB* und den technischen Gegebenheiten der jeweiligen Spannungsebene.

- Je nach R/X-Verhältnis der Spannungsebene kann es sinnvoll sein nur Teilbereiche des Abrufs zu vergüten, wenn Teile des Abrufs lediglich dem Ausgleich selbst induzierter Spannungsänderung dienen.
- Die Höhe der regulierten Vergütung des Abrufs sollte die Menge des (erwarteten) zu vergütenden Abrufs ($VARh/a$) berücksichtigen – und zwar unter Berücksichtigung etwaiger vergütungsfreier Teilbereiche, insbesondere wenn hierdurch auch die Investitionen der Anlagen refinanziert werden sollen.
- Je nach Ausgestaltung der vergütungsfreien Teilbereiche und der *einforderbaren TAB* (entsprechend der TAR) ist es auch möglich, dass die regulierte Vergütung des Abrufs (nahezu) keine investiven Anreize setzen kann. Dies sollte berücksichtigt und im Sinne der Gesamtsystemeffizienz bewertet werden.

K6. Die erzielten investiven Anreize vor dem Hintergrund des künftigen Blindleistungsbedarfs auf der jeweiligen Spannungsebene und auf den benachbarten Spannungsebenen (vor allem der überlagerten).

- Dieses Kriterium ist besonders im Kontext der Einführung des Beschaffungskonzeptes relevant. Bei Bestandsanlagen sind die Abwägungen i.S.v. *Wirkmechanismus*

Kapazitätsanforderung („wie viel Kapazität fordere ich ein?“, „gibt es günstigere Alternativen in Säule B?“) obsolet, da die Kapazität bereits errichtet wurde. Die Anlagenbetreiber haben bei ihrer Investitionsentscheidung mithin keinerlei regulierte Vergütung eingepreist. Eine regulierte Vergütung in Höhe der kurzfristigen Grenzkosten wäre von daher ausreichend, um die Anreize i.S.v. *Wirkmechanismus Blindleistungsabruf* zu erzielen.

- Für Bestandsanlagen würde sonst gegebenenfalls eine „doppelte Vergütung“ gezahlt werden, die in Verteilungseffekten jedoch in keiner Effizienzsteigerung resultiert.

K7. Die Anreizwirkung im Sinne der missbräuchlichen Ausnutzung.

- Gäbe es z.B. für Bestandsanlagen keinerlei regulierte Vergütung des Abrufs, für Neuanlagen aber schon, bestünde die Gefahr, dass die Netzbetreiber die Abrufverfahren im Rahmen ihres Spielraums der *einforderbaren TAB* so wählen, dass die Bestandsanlagen verstärkt abgerufen werden. Dies könnte dazu führen, dass in Summe mehr verlustreiche Abruf-Betriebspunkte bei den Anlagen genutzt werden und es keinen effizienten Abruf gibt bzw. Teilnehmer ggf. diskriminiert werden.

K8. Gewonnene Erkenntnisse und Erfahrungsgewinne vorangegangener Marktstudien und auf Basis der praktischen Implikationen der zugehörigen Festlegungen dieser vorangegangenen Studien.

Die Gutachter empfehlen zudem bei der Einführung der regulierten Vergütung den Erfahrungsgewinn zu berücksichtigen. So empfehlen die Gutachter grundsätzlich zunächst die Einführung einer regulierten Vergütung in Teilbereichen wo die größten Effizienzgewinne zu erwarten sind. Basierend auf den gewonnenen Erkenntnissen kann diese dann bedarfsgerecht ausgeweitet werden.

Neben den genannten besonderen wirtschaftlichen Aspekten sind aus Gutachtersicht folgende allgemeine Punkte zu beachten, damit die Festlegung der Vergütungshöhe durch die BNetzA rechtssicher ist und keinen Risiken juristischer Anfechtung unterliegt. Dafür sind auch bei der Festlegung der regulierten Vergütung die allgemeinen Vorgaben umzusetzen, die bei der Festlegung eines

Beschaffungskonzepts gelten. Insbesondere ergeben sich daraus folgende Anforderungen:

- K9.** Die Vergütung muss so ausgestaltet sein, dass es keine sachlich ungerechtfertigten Diskriminierungen für einzelne Marktteilnehmer gibt.
- K10.** Es sollte größtmögliche Transparenz hergestellt werden und zwar sowohl bei der Ermittlung als auch im Hinblick auf die Voraussetzungen und Rechtsfolgen der Marktteilnehmer.
- K11.** Es muss insgesamt die größtmögliche Effizienz der Beschaffung und des Netzbetriebs erreicht werden. Dies kann aufgrund der dargestellten ausführlichen Erwägungen zur Notwendigkeit einer regulierten Vergütung und zur Bestimmung der Höhe gewährleistet werden.
- K12.** Im Hinblick auf noch laufende Verträge, in denen zwischen Netzbetreibern und Marktakteuren die Bereitstellung und Vergütung von Blindleistung geregelt ist, sollten sachgerechte und verhältnismäßige Übergangsregelungen getroffen werden, die einerseits die gesetzlich vorgegebene Umsetzung des marktlichen Beschaffungskonzepts umsetzen und andererseits ein mögliches Vertrauen in bestehende vertragliche Absprachen berücksichtigen.

4.3.3. Praktische Einordnung auf der Nieder- und Mittelspannungsebene

Die Gutachter empfehlen grundsätzlich keine regulierte Vergütung in der MS und NS einzuführen. Nach der Bewertung der regulatorisch-technischen Voraussetzungen in der Mittel- und Niederspannung (vgl. Abschnitt 4.2.1) sind aktuell durch die Einführung einer regulierten Vergütung sowohl Fehlanreize im Bereich der Versorgungssicherheit als auch Inc-Dec-Fehlanreize erwartbar. Ursachen hierfür sind, dass die Beobachtbarkeit des Spannungsprofils der Mittel- und Niederspannungsnetze im Status quo i.d.R. nicht flächendeckend gegeben ist und dass die Anlagen i.d.R. nicht über die notwendigen Messeinrichtungen verfügen, um deren Blindarbeitseinspeisung erfassen zu können. Zudem ist eine genaue Abrechnung des Abrufs im Massengeschäft der MS und NS im Status quo und auch mind. kurzfristig mit signifikanten Transaktionskosten verbunden (eben aufgrund der fehlenden IKT und Messtechnik) und folglich

ineffizient. Da die notwendigen Voraussetzungen nicht erfüllt sind, ist die Einführung einer regulierten Vergütung (größer Null) abzulehnen (Sonderfall s.u.). Insbesondere sei an dieser Stelle auch auf die „Kehrpflicht“ der Anlagen verwiesen (vgl. V1 in Abschnitt 4.2.1). So ist eine Vergütung von Blindleistung für den Ausgleich selbst induzierter Spannungsänderung aufgrund der Wirkleistungseinspeisung der Anlagen nicht zielführend.

Aktuell keine Adressierung von vermeidlichen Überkapazitäten durch marktliches Beschaffungskonzept möglich. Die Gutachter gehen zudem davon aus, dass insbesondere im Massengeschäft der MS und NS aufgrund zahlreicher Standardisierungseffekte eine eher homogene Kostenstruktur, die maßgeblich durch investive Kosten charakterisiert ist, vorliegt. Folglich ist fraglich, ob eine regulierte Vergütung größer Null mittels *Wirkmechanismus Kapazitätsanforderung* zu einer verstärkten marktlichen Beschaffung führen würde, welche Effizienzgewinne i.S. des volkswirtschaftlichen Optimums erzielen würde. Die Abwägung „sollte ich hier mein Optionsrecht oder Alternativen nutzen?“ würde also darauf hinauslaufen, dass die Angebote innerhalb der marktlichen Beschaffung eher geringfügig oder nur in Einzelfällen deutlich unterhalb der Höhe der regulierten Vergütung wären, sodass die damit verbundenen Transaktionskosten (insb. Abrechnung im Massengeschäft) den Nutzen übersteigen würden. Grundsätzlich wären im Kontext von *Wirkmechanismus Kapazitätsanforderung* daher noch Effizienzgewinne durch *individuelle TAB* unterhalb der *einforderbaren TAB* denkbar („Vermeidung von Überkapazitäten“ vgl. [2] bzw. Abwägung „wie viel sollte ich einfordern?“). Da aber die regulatorisch-technische Voraussetzung V1 nicht erfüllt ist, steht diesen voraussichtlich geringen potenziellen Effizienzgewinnen die Gefahr von Fehlanreizen zulasten der Versorgungssicherheit gegenüber. Zudem ist zu bedenken, dass eine regulierte Vergütung ohne Effizienzgewinne nur zu einer Verteilung der Wohlfahrt (nicht jedoch zu einer Effizienzsteigerung) zugunsten der Erzeuger und, via Netzentgelten weitergereicht, zulasten der Verbraucher führen würde. Da die Netzentgelte pro Verbraucher voraussichtlich besonders dort steigen würden, wo heute schon überdurchschnittliche Netzentgelte von Endverbrauchern gefordert werden, wäre das in Abschnitt 1.2.4 genannte Teilziel *Vermeidung von akzeptanzgefährdenden Verteilungseffekten* des Beschaffungskonzeptes gefährdet. Die Gutachter sehen die Gefahr der Akzeptanzreduktion der

Energiewende gegenüber möglichen (marginalen) Effizienzgewinnen im Status quo als erheblich. Unter Berücksichtigung der obigen drei Punkte (marktliche Beschaffung führt allenfalls zu geringen Effizienzsteigerungen, Abwägungsanreizen steht Gefahr von Fehlanreizen und akzeptanzgefährdenden Verteilungseffekten entgegen), der aktuellen IKT und messtechnischen Anbindung der Mittel- und Niederspannungsnetze sowie der dort angeschlossenen Anlagen können daher vermeidliche Überkapazitäten (wie in Blindleistungsstudie [2] ausgewiesen) aktuell nicht durch ein marktliches Beschaffungskonzept adressiert werden. Daher betonen die Gutachter die in den folgenden beiden Absätzen genannten Lösungsmöglichkeiten.

Bedarfsgerechte Kapazitätsanforderung durch TAR. Entsprechend den Ausführungen zu *Wirkmechanismus Kapazitätsanforderung* ist die Ausgestaltung (Parametrierung i.S. des Konzeptes) der *einforderbaren TAB* (bzw. der TAR, vgl. Abschnitt 2.5.4) auf der MS und NS von besonderer Relevanz, damit Überkapazitäten bei Neuanlagen i.S. von Unterkapitel 3.3 vermieden werden. Die Gutachter empfehlen daher die zyklische Überprüfung der TAR fortzuführen und frühzeitig bedarfsgerechte Anpassungen vorzunehmen.

Adressierung des Effizienzpotenzials Kapazitätsanforderung durch freiwillige Wirkleistungsreduktion. Neben der zyklischen Evaluierung der TAR sehen die Gutachter eine weitere Möglichkeit Überkapazitäten durch zu große Wechselrichterdimensionierungen zu verhindern, darin dass eine bedarfsgerechte Reduktion der Wirkleistungseinspeisung zur Blindleistungsbereitstellung ermöglicht wird. Auf der (Nieder- und) Mittelspannungsebene ist diese Möglichkeit entsprechend der TAR (vgl. VDE AR 4110 Abschnitt 10.2.2.3 bzw. VDE AR 4105 Abschnitt 5.7.2.2) bereits vorgesehen und wird indirekt in der Niederspannung aufgrund der pauschalen Kappung von kleinen Photovoltaikanlagen auf 70 % ihrer Nennleistung (hier zwar mit dem Ziel das Netz zu entlasten) bereits praktiziert. Aus Sicht der Gutachter sollten Netzbetreiber diese Möglichkeit Anlagenbetreibern in ihren *individuellen TAB* anbieten, so wie es bereits heute vielfach gelebte Praxis ist. Ein entsprechend implementiertes Abrufverfahren ermöglicht es, dass die Anlagenbetreiber ihre Anlage (bzw. den Wechselrichter) nur entsprechend des maximalen Wirkleistungsabrufs auslegen müssen aber gleichzeitig die maximale Blindleistung entsprechend der TAR im Bedarfsfall liefern können. Aus Sicht der Gutachter können Anlagenbetreiber die (prozentual geringen)

Zusatzkosten dann gut in ihre Wirkleistungsgebote (bzw. Gebote des anzulegenden Wertes in den EEG-Auktionen) einpreisen, da insbesondere dargebotsabhängige EEG nur in wenigen Stunden des Jahres die ansonsten auslegungsrelevanten Betriebspunkte von maximalem Blindleistungsabruf bei gleichzeitiger Nennleistungseinspeisung erreichen.

Sonderfall systemdienliche Blindleistungsbereitstellung

Aus Sicht der Gutachter ist in begründeten Einzelfällen (Ausnahmefachverhalt) von der allgemeinen Empfehlung „keine regulierte Vergütung in der MS und NS“ abzuweichen. Diese Sonderfälle sind dadurch charakterisiert, dass der Blindleistungseinsatz nicht mit dem primären Ziel der lokalen Spannungshaltung bzw. dem Ausregeln von selbst induzierten Spannungsänderungen erfolgt, sondern primär der Optimierung des Blindleistungshaushalts auf der eigenen oder überlagerten Netzebene dient. In diesen Fällen ist aus Sicht der Gutachter die Vergütung der Blindarbeit sachgerecht.

Den Sonderfall der systemdienlichen Blindleistungsbereitstellung knüpfen die Gutachter an die unten genannten Voraussetzungen. Sofern diese vollständig erfüllt sind, sieht das Konzept eine Teilvergütung der Blindarbeit auch von MS-Erzeugungsanlagen vor.

Vergütung erfolgt nur im Einzelfall und bedarf besonderer Voraussetzungen. Da an Erzeuger in der MS in den aktuellen TAR vergleichbare Anforderungen bzgl. der Blindleistungsbereitstellung wie an HS-Erzeugungsanlagen gestellt werden, sehen die Gutachter unter folgenden Voraussetzungen eine regulierte Vergütung des Blindleistungsabrufs größer null vor:

1. Erfüllung der Bewertungskriterien der technisch-regulatorischen Voraussetzung **V1** D.h., die Anlage verfügt über die notwendige IKT (vgl. Unterkapitel 4.2).
2. Zur Erfüllung des Bewertungskriteriums von **V2** (Vermeidung von Inc-Dec Anreizen) wird ein Ausnahmebereich (V-Profil) der regulierten Vergütung entsprechend Abbildung 4-1 (rechts) vorgesehen (vgl. Unterkapitel 4.2 bzgl. Inc-Dec Anreize). Umgekehrt werden besonders verlustreiche Arbeitspunkte (außerhalb des V-Profiles) bei geringer Wirkleistungseinspeisung und hoher Blindleistungsbereitstellung vergütet.

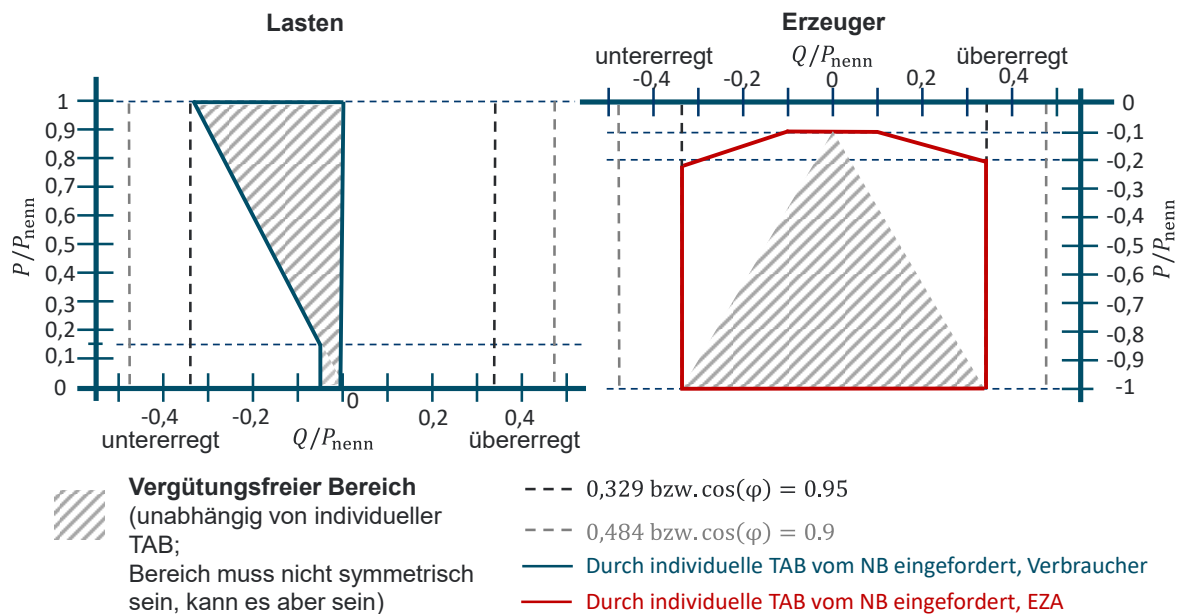


Abbildung angelehnt an TAR (VDE-AR-N 4110)

Abbildung 4-1: Darstellung des vergütungsfreien Bereichs von Lasten und Erzeugern auf der Mittel- und Niederspannung im Ausnahmefall der systemdienlichen Blindleistungsbereitstellung

3. Eines der folgenden Verfahren zum Blindleistungsabruf wird genutzt:
 - a. Q-Wert Vorgabe (Q mit Spannungsbegrenzung)
 - b. Fester $\cos(\varphi)$ sofern dieser außerhalb der Grenzen des V-Profiles (vergütungsfreier Bereich) liegt.
 - c. Q(U)-Kennlinie/Kennlinienschar mit von der in den TAR hinterlegten Q(U)-Kennlinie/Kennlinienschar abweichenden Vorgaben. Die abweichende Kennlinie muss jedoch stets die folgenden Voraussetzungen erfüllen
 - i. Kennlinie in TAB des VNB muss ein Plateau im Bereich der Über- und Unterspannung besitzen (allg. Orientierung an TAR)
 - ii. Überspannung/Unterspannung: Anlage muss spannungsenkend/-hebend wirken

Mit den genannten Voraussetzungen wird sichergestellt, dass die in den TAR hinterlegten Q(U)-Kennlinie(nschar) sowie die entsprechende Blindleistungseinspeisung gemäß des dimensionierungsrelevanten $\cos(\varphi)$ vergütungsfrei bleibt. Dies führt dazu, dass einerseits überwiegend selbst induzierte Spannungsbandabweichungen verursachungsgerecht ausgeregelt werden und die Integrationsfähigkeit der Netze erhöht wird. Umgekehrt wird Blindleistung, die primär der Optimierung des Blindleistungshaushalts auf der eigenen oder überlagerten Netzebene dient (und folglich nicht der lokalen Spannungshaltung) vergütet.

Ausnahmebereich bzw. V-Profil. Unter dem Ausnahmebereich bzw. den Grenzen des V-Profiles in der Mittelspannung wird dabei der maximale $\cos(\varphi)$ gemäß auslegungsrelevantem $\cos(\varphi)$ der TAR verstanden. Dieser auslegungsrelevante Bereich beträgt aktuell gemäß VDE AR 4110 für MS-Anlagen $\cos(\varphi) = 0,95$. Dies bedeutet, dass ein VNB durchaus auch einen niedrigeren (d.h. eine höhere Blindleistungseinspeisung bei gleichbleibendem Wirkleistungseinspeisung) als den auslegungsrelevanten $\cos(\varphi)$ in Betriebspunkten unterhalb der Nennleistung der Anlage verlangen kann. Der Umrichter ist dabei weiterhin ausschließlich für den auslegungsrelevanten $\cos(\varphi)$ zu dimensionieren. In diesem Fall (sofern die o.g. Voraussetzungen erfüllt sind) befindet sich die Anlage in dem vergütungspflichtigen Bereich, wobei der Teil der Blindarbeit (und nur dieser Teil) zu vergüten ist, der außerhalb des V-Profiles liegt.

Abrufvergütung mit Ausnahmebereich für alle systemdienlichen Anlagen (Neu- und Bestandsanlagen) orientiert sich an kurzfristigen Grenzkosten. Eine Vergütung der Kapazität wird nicht empfohlen. Einer direkten Vergütung von Kapazität stehen die Gutachter angesichts verschiedener Punkte kritisch gegenüber:

- Die Kapazität der Anlage wird nicht gesondert für den systemdienlichen Sonderfall errichtet, sondern ist ohnehin aufgrund der Notwendigkeit zur lokalen Spannungshaltung zu errichten („Kehrpflicht“). Eine zusätzliche Vergütung dieser Kapazität erscheint daher als nicht sachgerecht (Ausschlusskriterium).
- Eine direkte Vergütung der Kapazität würde bei Bestandsanlagen keine Anreizwirkung entfalten, da die Kapazität bereits eingepreist bzw. errichtet wurde. Es käme folglich lediglich zu Umverteilungseffekten jedoch nicht zu einer Steigerung der Effizienz.

Eine Differenzierung zwischen Neu- und Bestandanlagen scheint zudem nicht sachgemäß, da beide gleichermaßen „systemdienliche Blindleistung“ bereitstellen können.

- Eine ausschließliche Vergütung der Kapazität würde keine Anreize zum bedarfsgerechten Abruf der Blindleistung setzen
- Eine Kapazitätsvergütung in der Mittelspannung könnte entsprechend **K4** (vgl. Abschnitt 4.3.2) Fehlanreize schaffen, wenn auf der überlagerten Spannungsebene keine Kapazitätsvergütung vorgesehen ist. (Die Gutachter sehen auf der HS-Ebene keine Kapazitätsvergütung vor, vgl. Abschnitt 4.3.4). Dies gilt für eine indirekte und eine direkte Kapazitätsvergütung.

Aus den genannten Gründen ist eine Vergütung der Blindarbeit zielführend. Die Vergütung erfolgt dabei deutschlandweit einheitlich (vgl. Abschnitt 4.3.2). Die Vergütungshöhe des Abrufs sollte initial **explizit an den kurzfristigen Grenzkosten ausgerichtet werden** und sich nicht auf die investiven Kosten der Kapazität beziehen. Bei Erfüllung der für den Sonderfall notwendigen Voraussetzungen sollen sowohl Neu- als auch Bestandanlagen die regulierte Vergütung erhalten. Die Gleichbehandlung ist primär durch Kriterium **K7** (keine Fehlanreize für einen ineffizienten Abruf), aber auch durch die Kriterien **K5** (*Wechselwirkung mit den einforderbaren TAB*) und **K6** (*keine (erneute) Vergütung für bereits eingepreiste Kapazität*) zur Bestimmung der regulierten Vergütung begründet (vgl. Abschnitt 4.3.2 für die detaillierte Ausführung der Details). Die Orientierung anhand der kurzfristigen Grenzkosten ist darauf zurückzuführen, dass die tatsächlichen Blindleistungsbereitstellungskosten der Anlagen kompensiert bzw. im Sinne der effizienten Abwägung zwischen den Beschaffungsoptionen sichtbar gemacht werden sollen (vgl. Abschnitt 4.3.1). Eine indirekte Vergütung der Kapazität über den Arbeitspreis sollte entsprechend der Diskussion nicht erfolgen. Es sei jedoch erneut betont, dass insbesondere Blindleistungskapazitäten, die über die *einforderbaren TAB* hinausgehen im Rahmen der Säule B frei vermarktete, d.h. sowohl via Arbeitspreis als auch via Kapazitätspreis, werden können und sollen (vgl. Kapitel 5).

Um einen Anreiz zur Blindleistungsbereitstellung für die überlagerte HS-Ebene schaffen zu können, sollte die regulierte Vergütung in der MS-Ebenen zudem grundsätzlich unterhalb der HS-Ebene liegen. Es ist jedoch abzuwägen, ob eine praktische Nachfrage in der HS-Ebene besteht.

Effizienzpotenzial Kapazitätsanforderung kann anders adressiert werden. An dieser Stelle betonen die Gutachter, dass die Überlegungen zur „freiwilligen Wirkleistungsreduktion zur Einsparung investiver Blindleistungskosten“ auch für Anlagen mit systemdienlicher Blindleistungsbereitstellung gelten und es mithin eine Alternative zur Adressierung von *Effizienzpotenzial Kapazitätsanforderung* in den TAR bzw. den *einforderbaren TAB* gibt.

Die gutachterlichen Einschätzungen sollten zudem innerhalb der vorgeschlagenen Marktstudie (vgl. Unterkapitel 6.5) eruiert werden und bei der finalen Festlegung der Höhe der regulierten Abrufvergütung berücksichtigt werden. Ebenso ist der vorgeschlagene vergütungsfreie Bereich (vgl. Abbildung 4-1) dort zu validieren, zu bestätigen und ggf. zwischen MS und NS zu differenzieren.

Q(U)-Kennlinie im Kontext der Systemdienlichkeit. Die Q(U)-Kennlinie ist grundsätzlich eine Form der Blindleistungsregelung, die auf eine lokale Spannungsänderung reagiert und den Blindleistungseinsatz gegenüber beispielsweise einem festen $\cos(\varphi)$ deutlich reduziert. Folglich stellt sie eine besonders effiziente Variante der Blindleistungserbringung dar (vgl. [13]). Unterstützung der lokalen Spannung hebt die Anlagen die Spannung im Falle von niedrigeren Netzspannungen an und senkt diese im Falle von höheren Netzspannungen. Wenngleich in den TAR bereits zumindest ein Verlauf der Q(U)-Kennlinie dargestellt ist, sind viele Abwandlungen denkbar. Dies gilt auch beispielsweise für die Berücksichtigung von Totbändern. Die Gutachter empfehlen an dieser Stelle: Wird die Q(U)-Kennlinie vorwiegend für die lokale Spannungshaltung genutzt, wird diese nicht vergütet. Änderungen gegenüber der in den TAR definierten Standardkennlinie legen die Vermutung nahe, dass die Q(U)-Kennlinie nicht ausschließlich für die lokale Spannungshaltung genutzt wird und Blindleistung außerhalb des V-Profiles ist entsprechend zu vergüten. Für eine praktische Umsetzung empfehlen die Gutachter, dass der VNB in seinen *individuellen TAB* die von ihm genutzten Kennlinien zur lokalen Spannungshaltung veröffentlicht (Standardkennlinie(n)) und dass diese den TAR Mittelspannung (VDE-AR-N 4110, vgl. Abschnitt 10.2.2) entspricht. D.h., dass die *individuellen TAB* den *einforderbaren TAB* entsprechen. Sollten mehrere Kennlinien verwendet werden, ist der jeweilige Anwendungsfall nachvollziehbar zu erläutern. Weicht der VNB bei Anlagen gezielt von den *einforderbaren TAB* ab, ist der Blindleistungsbereich entsprechend (außerhalb

des V-Profiles) zu vergüten. Wird eine Standardkennlinie gemäß TAR genutzt, findet keine Vergütung der Blindarbeit statt. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass die Q(U)-Kennlinie weiterhin als effiziente Maßnahme zur lokalen Spannungshaltung vergütungsfrei genutzt werden kann.

Von den o.g. Standardkennlinien darf grundsätzlich nur durch die horizontale Parallelverschiebung der Q(U)-Kennlinie im Betrieb abgewichen werden (vgl. VDE-AR-N 4110, vgl. Abschnitt 10.2.2). Dies entspricht der Anpassung der Sollspannung der Q(U)-Kennlinie im Betrieb bei Veränderung der Sollspannung durch eine Stufung des überlagerten Transformators in der Umspannebene. Die Standard-Q(U)-Kennlinie darf hier abweichend ohne Vergütungspflicht im Betrieb angepasst werden, sofern die Blindleistungsbereitstellung und damit Verluste für Anlage geringer sind als in der in den TAB festgelegten Q(U)-Kennlinie. Darüber hinaus können abweichende Kennlinien (vergütungsfrei) einvernehmlich zwischen Netz- und Anlagenbetreiber vereinbart werden, wenn beispielsweise die zum Zeitpunkt des Netzanschlusses der Anlage in den TAB hinterlegte Kennlinie nicht mehr passend für den gegenwärtigen Systemzustand ist. Eine einseitige Veränderung der Kennlinienform ist hingegen ohne Vergütungspflicht nicht zulässig.

Hohe Transaktionskosten aufgrund von Massenhaften Abrechnungen werden vermieden. Insbesondere die Vorgaben hinsichtlich des Verfahrens zum Blindleistungsabrufs stellen dabei sicher, dass die entsprechende Anlage einen systemdienlichen Nutzen hat. Auf diese Weise sollen somit gezielt nur Anlagen in einen Vergütungsmechanismus fallen, die nicht primär der lokalen Spannungshaltung bzw. dem Ausgleich von selbst induzierten Spannungsänderungen dienen. Hierbei gilt es zu bedenken, dass Transaktionskosten beispielweise durch die Umstellung der Abrechnungssoftware bei dezentralen Erzeugungsanlagen zu erwarten sind. Der Nutzen zur Einbindung dieser Anlagen sollte daher den Aufwand übersteigen. Deutlich höhere Transaktionskosten wären jedoch bei der Abrechnung von allen Anlagen in der MS-Ebene zu erwarten. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass der Bereich der Vergütung für die Mehrheit der Anlagen zunächst nicht erreicht werden wird, da die Blindleistungsbereitstellung von MS-Anlagen heute i.d.R. für die lokale Spannungshaltung im Sinne einer Kehrpflicht genutzt wird. Folglich bestünde ansonsten die Gefahr vieler Abrechnungen ohne

Vergütung, die zu Effizienzverlusten führen würden. Das entwickelte Beschaffungskonzept vermeidet folglich Effizienzverluste durch ungerechtfertigte Transaktionskosten, schützt durch seine Ausnahmeregelung aber gleichzeitig auch vor einem „missbräuchlichen“ Abruf von Blindleistung.

Regulierte Vergütung im Ausnahmefall. Sollten künftig entsprechende Regeln auch für die NS zutreffen und ein praktischer Bedarf für die gezielte vertikale Blindleistungsbereitstellung aus der NS-Ebene bestehen, würden die o.g. Regeln des „Sonderfalls systemdienliche Blindleistungsbereitstellung“ analog gelten. Dies erwarten die Gutachter jedoch zumindest kurz- und mittelfristig nicht.

4.3.4. Praktische Einordnung auf der Hochspannungsebene

Die Gutachter empfehlen eine regulierte Vergütung in der Hochspannungsebene. Da die regulatorisch-technischen Voraussetzungen in der Hochspannung (vgl. Abschnitt 4.2.2) vollständig erfüllt sind, sollte entsprechend der *Parametrierungsmaxime* (vgl. Abschnitt 3.3.2) eine adäquate regulierte Vergütung größer Null eingeführt werden, um Anreize zur effizienten Kapazitätsdimensionierung und zum effizienten Kapazitätsabruf zu setzen (vgl. Abschnitt 3.3 und 3.5). Die regulierte Vergütung gilt dabei, wie immer, nur innerhalb der *einforderbaren TAB* und nur für solche Blindleistungskapazität bzw. solchen Blindleistungsabruf, welcher durch die Netzbetreiber qua ihrer individuellen TAB eingefordert wurde bzw. wird. VINK sind auf der HS-Ebene gegenwärtig nur für eine geringe Anzahl der Netze relevant sowie die effizienteste Lösung. Für diese speziellen Netze sind sie jedoch i.d.R. die mit Abstand effizienteste Lösung. Daher und da keine gegenteiligen Informationen bekannt sind, vermuten die Gutachter, dass die gegenwärtige Praxis in der HS bereits oftmals einer bedarfsgerechten Abwägung der Säule C mit den Säulen A und B entspricht. *Wirkmechanismus VINK-Substitution* ist auf der HS entsprechend nicht separat zu stimulieren (vgl. Abschnitt 3.4.2).

Einforderbare TAB als sichere Blindleistungskapazität. Die *einforderbare TAB* sollten als transaktionskosten-arme Beschaffungsalternative (weiterhin) deutschlandweit zu – in den meisten Fällen – sicher ausreichenden Einforderungsmöglichkeiten der Netzbetreiber führen. Bei der Ausgestaltung der TAB sollten einforderbare Blindleistungskapazität, die aufgrund der implementierten Abrufverfahren nie abgerufen wird, vermieden werden.

Regulierte Vergütung des Abrufs notwendig. Die zunehmende Integration von EE-Anlagen in Kombination mit den aktuellen Anforderungen an diese führen dazu, dass zuverlässige Prognosen der (potenziellen) Blindleistungserbringer (Erzeuger, Speicher, Lasten und unterlagerte Netzbetreiber, etc.), welche zur Deckung des residualen operativen Blindleistungsbedarf der Netzbetreiber notwendig sind, z.T. erst kurzfristig verfügbar sind. Analog ist dies für die Prognose des residualen operativen Blindleistungsbedarfs der Netzbetreiber zutreffend. Dieser Trend wird sich durch die zunehmende Einspeisung von EE-Anlagen weiter verstärken. Von daher ist aus ökonomischer Perspektive eine Bepreisung vorzuziehen, mit der es grundsätzlich möglich ist, auch kurzfristige (und nicht nur langfristige) Knappheiten abzubilden. Praktisch bietet sich hierzu ein Arbeitspreis bzw. eine Vergütung des Blindleistungsabrufs an. Für die Abrufe, die durch Ausübung des einseitigen Optionsrechts innerhalb der *einforderbaren TAB* durch die Netzbetreiber stattfinden, wäre dies entsprechend eine regulierte Abrufvergütung (EUR/kVA_h). Diese selbst kann zwar keine Knappheiten abbilden, aber setzt eine implizite Preisobergrenze der marktlichen Beschaffung (Säule B) innerhalb des Bereiches, der auch durch die *einforderbaren TAB* (Säule A) eingefordert werden kann (vgl. Abschnitt 3.3.2 bzw. 3.5.2). Die regulierte Abrufvergütung setzt also Anreize, die marktliche Beschaffung auch kurzfristig zu nutzen. Wäre diese Null, gäbe es diese Anreize nicht. Ein weiteres wichtiges Argument für die regulierte Vergütung des Abrufs ist die ansonsten fehlende spannungsebenenübergreifende Koordination von Anreizen zum bedarfsgerechten Abruf. So bestünde ohne die regulierte Abrufvergütung die Gefahr, dass das Blindleistungspotential der Anlagen auf der HS in ineffizienter Weise zur Deckung des Bedarfs auf der HöS eingesetzt würde. Eine effiziente Nutzung ist hingegen explizit gewünscht.

Ausnahmebereich der regulierten Abrufvergütung notwendig. Aufgrund des R/X-Verhältnisses und des geringeren Vermaschungsgrades der HS gegenüber der HöS sehen die Gutachter einen Ausnahmebereich von der regulierten Vergütung entsprechend Abbildung 4-2 vor.

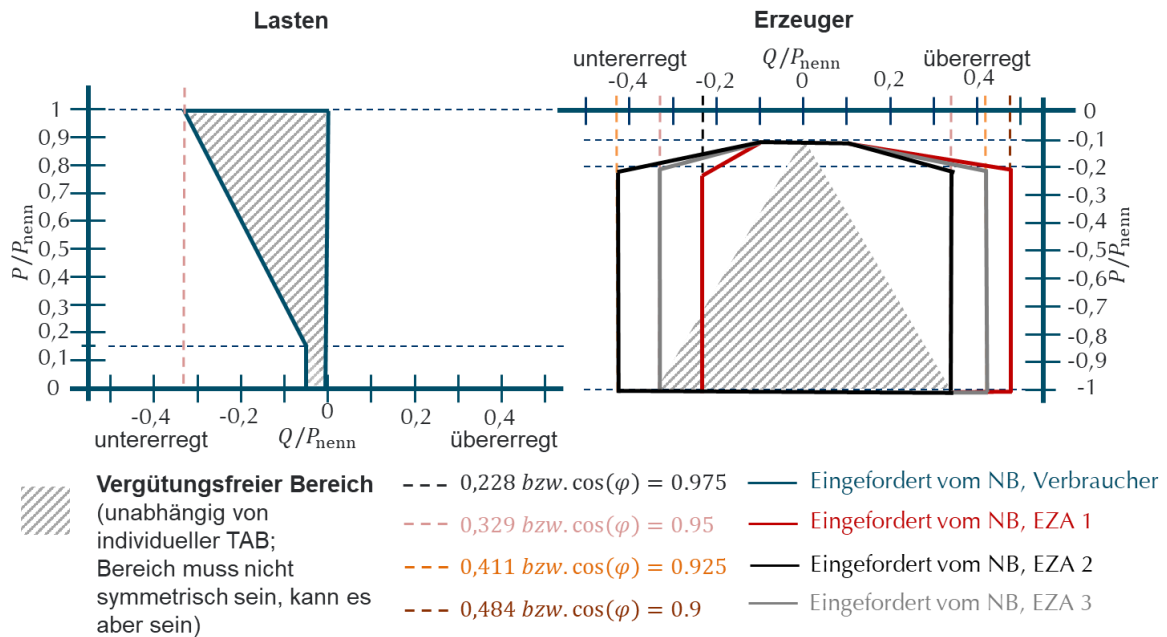


Abbildung angelehnt an TAR (VDE-AR-N 4120)

Abbildung 4-2: Darstellung des vergütungsfreien Bereichs von Lasten und Erzeugern auf der Hochspannungsebene

Die Gutachter empfehlen den Ausnahmebereich als Dreieck bzw. V-Profil auszugestalten. Durch die vorgeschlagene Ausgestaltungsform fallen besonders verlustintensive Betriebspunkte der Anlagen in den vergütungspflichtigen Bereich. Bei der konkreten Ausgestaltung sind grundsätzlich verschiedene Ausprägungen des V-Profiles möglich. Einerseits kann das V-Profil fest, d.h. symmetrisch zum Nullpunkt, ausgestaltet werden. Andererseits kann das V-Profil auch verschiebbar in Abhängigkeit vom Netzbetreiber gewählten Blindleistungsbereich entsprechend der TAR (vgl. Abbildung 4-2) definiert werden. In diesem Fall müsste das V-Profil analog zum geforderten Blindleistungsbereich theoretisch verschoben werden. Da die Verluste der Anlage jedoch überwiegend durch das Verhältnis aus aktueller Wirkleistungs- und Blindleistungseinspeisung definiert wird, empfehlen die Gutachter grundsätzlich jedoch ein festes V-Profil symmetrisch zum

Nullpunkt. Die Grenzen des Profils werden dabei durch einen konstanten $\cos(\varphi)$ festgelegt. Die Gutachter empfehlen sich dabei an dem dimensionierungsrelevanten $\cos(\varphi)$ gemäß den Kapazitätsanforderungen an die Anlage zu orientieren. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der im PQ-Diagramm aufgespannte Bereich der VDE-AR 4120 nicht symmetrisch ist. Es ist daher voraussichtlich zielführend einen einheitlichen relevanten $\cos(\varphi)$ für den Ausnahmbereich zu definieren. Dieser sollte sich aus Sicht der Gutachter grundsätzlich an einem symmetrischen Profil orientieren. In Abhängigkeit der Breite des V-Profiles (also des $\cos(\varphi)$) können zudem die investiven Anreize gestärkt (engeres V-Profil) oder reduziert (weiteres V-Profil) werden. In Abbildung 4-2 ist das resultierende V-Profil illustrativ für einen $\cos(\varphi)_{\text{ind,kap}} = 0,95$ dargestellt. Bei der Festlegung des vergütungspflichtigen bzw. vergütungsfreien Bereichs sind folgende Aspekte zu berücksichtigen bzw. berücksichtigt worden:

- 1. Netzintegration stärken.** Die Einspeiser bewirken und begünstigen die lokale Spannungsänderung oft selbst. Dieser Effekt ist in der HS-Ebene ausgeprägter als in der HöS-Ebene (Vermischungsgrad, R/X-Verhältnis, s.o.). Zudem ist die Blindleistungsbereitstellung innerhalb des V-Profiles vergleichsweise verlustarm, stützt die lokale Spannung jedoch effizient. Hierdurch wird eine verbesserte Netzintegration erreicht, die den Anschlussnehmern und notwendigen Netzerweiterungsmaßnahmen zugutekommt. Die Gutachter sehen daher die vergütungsfreie Blindleistungsbereitstellung innerhalb des V-Profiles im Sinne der netzstützenden Wirkung sowie des Ausgleichs von teilweise selbst induzierten Spannungsänderungen als gerechtfertigt und systemisch effektiv sowie effizient an. Aufgrund des netzstützenden Effekts ist auch ein symmetrisches V-Profil, d.h. kapazitiv und induktiv gerechtfertigt, wobei der vergütungsfreie Bereich so auszugestalten ist, dass verlustreiche Betriebspunkte der Anlagen vermieden werden. Ohne Ausnahmbereich sind gegebenenfalls Inc-Dec-Anreize entsprechend der regulatorisch-technischen Voraussetzung **V2** möglich, welche es zu vermeiden gilt. Andernfalls könnten systematische Fehlanreize entstehen, sodass Anlagenbetreiber erst Spannungshaltungsprobleme induzieren, deren Auflösung sie sich anschließend durch ihre Blindleistungsbeiträge vergüten lassen.

- 2. Verlustreiche Betriebspunkte vermeiden.** Während der vergütungsfreie Bereich innerhalb des V-Profiles ökonomisch gut zu begründen ist (Vermeidung von Fehlanreizen i.S. von selbst-induzierten Spannungsänderungen, verlustarme, d.h. kostengünstige Bereitstellung durch die Anlagenbetreiber möglich), gilt dies für die Bereiche außerhalb des V-Profiles nicht. Die kostenintensiven Blindleistungsabrufe außerhalb des V-Profiles sind daher zu vergüten. Da die Abrufkosten überwiegend durch das Verhältnis aus aktueller Wirkleistungs- und Blindleistungseinspeisung beeinflusst werden, sind auch die Ausnahmebereiche proportional zur Wirkleistungseinspeisung zu definieren. Dies legt auch nahe, dass der Ausnahmebereich bzw. das V-Profil oberhalb einer gewissen Mindestwirkleistungseinspeisung bzw. -entnahme beginnen sollte, z.B. oberhalb $P_{\min} = 0.1 \cdot P_{\text{nenn}}$. Dementsprechend setzen die reguliert zu vergütenden Bereiche einen Anreiz zum bedarfsgerechten Blindleistungsabruf (*Wirkmechanismus Blindleistungsabruf*). Da die eher verlustreichen und daher teuren Abrufpotentiale mit einer solchen regulierten Abrufvergütung auch Kosten für den Netzbetreiber bedeuten, ist er incentiviert andere Maßnahmen abzuwägen. So könnte er z.B. bei mehreren Abrufpotentialen (bzw. Anlagen) auf die marktliche Beschaffung der Säule B setzen, um einen kostengünstigeren Abruf zu erreichen.

Adressierung von *Wirkmechanismus Kapazitätsanforderung* auf der HS mit Vor- und Nachteilen. Die Fragestellung, ob und wie Blindleistungskapazität auf der HS reguliert vergütet werden sollte, wenn diese durch die individuellen TAB von den Netzbetreibern eingefordert wird, ist komplex und bedarf einer umfassenden Abwägung. Ausgangslage dieser Abwägung sind die obigen Überlegungen, dass eine regulierte Abrufvergütung notwendig ist und dass diese mit Ausnahmebereichen versehen werden sollte. *Wirkmechanismus Kapazitätsanforderung* kann daher entweder direkt durch eine zusätzliche regulierte Kapazitätsvergütung oder indirekt durch (höhere) regulierte Abrufvergütungen (Blindarbeitspreise) adressiert werden (vgl. Abschnitt 4.3.1). Beide Varianten haben sowohl Gemeinsamkeiten als auch unterschiedliche Vor- und Nachteile, die in den nachfolgenden Absätzen diskutiert werden.

Gemeinsamkeiten und generelle Überlegungen. Die Höhe der regulierten Vergütung sollte (insgesamt) sowohl bei der Ausgestaltung als

- Kapazitäts- und Arbeitspreis, als auch bei
- einem exklusiven Arbeitspreis

grundsätzlich ausreichend hoch sein, um sowohl *Wirkmechanismus Kapazitätsanforderung* als auch *Wirkmechanismus Blindleistungsabruf* entsprechend zu stimulieren. Bei der Festlegung der Höhe sollten sowohl die investiven (Wechselrichterdimensionierung) als auch die operativen (Wirkleistungsverluste im Zuge des Blindleistungsabrufs) Kosten berücksichtigt werden (Kriterium **K2** Abschnitt 4.3.2). Da diese Kosten nicht bei allen Anlagen identisch sind, sollte grundsätzlich eine Kostendeckung für ein hinreichend großes Quantil der Anlagen angestrebt werden. Die Vergütung erfolgt dabei deutschlandweit einheitlich (vgl. Abschnitt 4.3.2). Akzeptanzmindernde Verteilungseffekte aufgrund der Einführung einer (höheren) regulierten Vergütung wären zudem unwahrscheinlich (i.S.v. Abschnitt 1.2.4), obgleich existenter Marktmacht (in Säule B). Die Marktmacht ist jedoch durch die Höhe der regulierten Vergütung implizit nach oben begrenzt, solange die *einforderbaren TAB* weiterhin (wie gefordert, s.o.) in den meisten Fällen ausreichende Einforderungsmöglichkeiten für die Netzbetreiber bieten. Zudem ist die flächenmäßige Ausdehnung der HS-Netze größer als die der MS und NS. Variierende Netzentgelte verursachen daher in diesen Fällen geringere räumlichen Umverteilungen.

Um Fehlanreize entsprechend Kriterium (**K7**, Anreizwirkung i.S. der missbräuchlichen Ausnutzung) zu vermeiden, sollte die regulierte Vergütung des Abrufs zwingend für alle Anlagen (Neu- und Bestandsanlagen) gleich hoch sein. Eine Kapazitätsvergütung sollte hingegen nur für Neuanlagen gezahlt werden. Einerseits ist die Kapazität von Bestandsanlagen bereits (in die Investitionsentscheidung der Bestandsanlagenbetreiber) eingepreist und andererseits würde die direkte Kapazitätsvergütung keine Anreize zur bedarfsgerechten Abwägung mehr setzen, da die Kapazität bereits errichtet ist. Bei der Vergütungshöhe des Abrufs muss nun differenziert werden. Gibt es eine kombinierte regulierte Vergütung des Abrufs und eine direkte Vergütung der Kapazität von Neuanlagen, dann orientiert sich die regulierte Abrufvergütung an den kurzfristigen Grenzkosten. Gibt es

„nur“ eine regulierte Abrufvergütung, so orientiert sich die diese an den langfristigen Grenzkosten und ist daher höher als im erstgenannten Fall. Die Frage der Höhe der notwendigen regulierten Abrufvergütung ist also abhängig von der Wahl der Stimulation von *Wirkmechanismus Kapazitätsanforderung* bzw. der Ausgestaltung der regulierten Vergütung (kombiniert mit direkter Kapazitätsvergütung oder nur Abruf). Dabei ist (entsprechend Kriterium **K6**, Abschnitt 4.3.2) auch zu berücksichtigen, dass ein gewisser Teil der Blindleistungskapazität der Anlagen aus Gründen der lokalen Spannungshaltung notwendig ist (vgl. Diskussion zum Ausnahmereich) und folglich errichtet werden muss. Es ist jedoch zunächst unklar welcher Teil der absoluten Kapazität dies ist.

Vor- und Nachteile: Kapazitäts- und Abrufpreis. Im Falle der kombinierten regulierten Vergütung von Kapazität und Abruf würde also der Teil der Blindleistungskapazität direkt vergütet, der einerseits durch die *einforderbaren TAB* abgedeckt und andererseits außerhalb des Vergütungsfreien V-Profiles liegen würde. Dabei wird angenommen, dass die Blindleistungskapazität, die zur Abdeckung des V-Profil notwendig ist, eben genau diese ist, die zur lokalen Spannungshaltung benötigt wird. Daher würde diese entsprechend nicht vergütet werden. Wäre der $\cos(\varphi)$ des V-Profiles bspw. 0,95 und der Netzbetreiber fordert entsprechend seiner *individuellen TAB* (im Rahmen der *einforderbaren TAB*), die Anlage für $\cos(\varphi)=0,9$ auszulegen, so wäre nur die zusätzliche Blindleistungskapazität, die über $\cos(\varphi) = 0,95$ hinaus geht, zu vergüten. Vorteile einer solchen kombinierten Vergütung wären also:

- Eine klare Adressierung von *Wirkmechanismus Kapazitätsanforderung*
- Eine Vermeidung der Vergütung der Kapazität von Bestandsanlagen, welche aus Sicht der Gutachter abzulehnen ist. Die Vergütung von Blindleistungskapazität von Bestandsanlagen wäre nicht zielführend, da die Kapazität bereits eingepreist und errichtet ist (vgl. Kriterium **K5**, Abschnitt 4.3.2). Es käme folglich zu keiner Effizienzsteigerung.

Die Nachteile wären allerdings:

- Höhere Transaktionskosten durch erhöhten Abrechnungsbedarf. Insbesondere auch durch die Differenzierung von Neu- und Bestandsanlagen.
- Eine niedrigere regulierte Vergütung reduziert die Anreize zum bedarfsgerechten Abruf entsprechend.
- Eine höhere Komplexität des Beschaffungskonzeptes. Da ein Teil der Blindleistungskapazität zur lokalen Spannungshaltung benötigt wird. Praktisch ist dieser lokal jedoch stark unterschiedlich sowie ggf. komplex und aufwandsintensiv zu bestimmen.
- In der HöS empfehlen die Gutachter eine regulierte Abrufvergütung orientiert an den langfristigen Grenzkosten (vgl. Abschnitt 4.3.4) Die Verzahnung der Anreize zwischen HS- und HöS-Ebene ist schwieriger, wenn auf der HS-Ebene eine Kapazitätsvergütung gewählt wird. Eine Kapazitätsvergütung ist wiederum auf der HöS nicht zielführend (vgl. Abschnitt 4.3.5).

Vor- und Nachteile: exklusiver Abrufpreis. Umgekehrt sehen die Gutachter bei einer exklusiven regulierten Abrufvergütung folgende Vorteile:

- Geringere Transaktionskosten durch verringerten Abrechnungsbedarf.
- Eine erhöhte Transparenz bzw. einfachere Vergütungsstruktur.
- Stärkere Anreize für den Netzbetreiber, Alternativen der marktlichen Beschaffung (im Abruf) zu wählen, falls die Abrufpreise an den langfristigen Grenzkosten orientiert (und damit höher) wären.
- Eine konsistente regulierte Vergütungsstruktur zur HöS.
- Dynamische investive Anreize (vgl. Abschnitt 4.3.1 zum dynamischen Gleichgewicht), falls die Abrufpreise an den langfristigen Grenzkosten orientiert (und damit höher) wären.

Demgegenüber stehen folgende Nachteile:

- Aufgrund fehlender Informationen über die zu erwartenden Betriebspunkte des Anlagenabrufs ist fraglich, wie gut investive Anreize auf der HS durch eine Abrufvergütung wirken würden.

- Da die regulierte Abrufvergütung für alle Anlagen gleich sein sollte (s.o.), wäre diese für Bestandsanlagen grundsätzlich zu hoch, wenn diese an den langfristigen Grenzkosten orientiert wäre, da investive Anreize bei Bestandsanlagen nicht wirksam sind. Hier gilt es eine Abwägung zwischen den Vor- und Nachteilen der exklusiven regulierten Abrufvergütung abzuwägen.

Neben diesen Nachteilen sollte bei der Abwägung berücksichtigt werden, dass das Gro des *Effizienzpotenzials Kapazitätsanforderungen* welches durch die direkte Vergütung der Blindleistungskapazität adressiert würde, voraussichtlich in der MS und NS liegt (vgl. [2]).

Fazit: Initial primär auf *Wirkmechanismus Blindleistungsabrufsetzen und Erfahrungen mit moderater regulierter Abrufvergütung sammeln*. In Summe sind also beide Varianten mit (Vor- und) Nachteilen behaftet. Allerdings scheint die Bedeutung des *Effizienzpotenzials Kapazitätsanforderungen* durch den bedarfsgerechten Kapazitätzubau in der HS (außerhalb der notwendigen Kapazität für die lokale Spannungshaltung) vglw. begrenzt. Ziel sollte es im ersten Schritt sein, bestehende Kapazitäten der HS-Ebene nicht nur für die lokale Spannungshaltung zu nutzen, sondern auch gewinnbringend zur Deckung des Blindleistungsbedarfs auf der HöS einzusetzen (vgl. auch *Wirkmechanismus VINK-Substitution* und siehe Kapitel 7 für Details). Daher empfehlen die Gutachter, zunächst lieber die **Komplexität des regulierten Vergütungsregimes klein zu halten** und auf eine direkte Blindleistungskapazitätsvergütung zu verzichten. Hier sollten zunächst Erfahrungen mit einer regulierte Abrufvergütung in moderater Höhe gesammelt werden, um die regulierte Vergütung perspektivisch bedarfsgerecht anzupassen. Moderat heißt hier oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten, aber deutlich stärker an den kurzfristigen als an den langfristigen Grenzkosten der Anlagen orientiert. Die Gründe sind:

- Da die regulierten Abrufpreise dadurch unterhalb derjenigen der HöS liegen, sollte insbesondere ein Zusatzanreiz für die HS-Netzbetreiber bestehen, das Blindleistungspotenzial ihrer Anlagen (entsprechend Kriterium **K4**, Abschnitt 4.3.2) auch für die HöS-Ebene nutzbar zu machen. Gerade in dieser Bereitstellung von Blindleistung aus der HS für die HöS wird ein großes Effizienzpotenzial gesehen (siehe *Wirkmechanismus VINK-Substitution* bzw. [2] [14]), welches entsprechend prioritär angereizt werden sollte. Analoge Überlegungen gelten auch für den

Zusammenhang der regulierten Vergütungen der HS- und MS-Ebene. Da die regulierte Vergütung in der MS-Ebene jedoch nur im Ausnahmefall erfolgt und die Substitution von VINK in der HS-Ebene von minderer Relevanz ist, ist auch die Incentivierung der Arbeitspreise zwischen MS- und HS-Ebene von nachgelagerter Priorität und kann bei steigender Relevanz adressiert werden.

- Die Stimulation des *Wirkmechanismus Kapazitätsanforderung* ist (auf der HS) sowohl im Falle der Kombination einer regulierten Abrufvergütung mit einer direkten Kapazitätsvergütung als auch im Falle einer exklusiven regulierten Abrufvergütung und einer indirekten Kapazitätsvergütung mit Nachteilen behaftet und die Größe des *Effizienzpotentials Kapazitätsanforderung* auf der HS ist unklar (s.o.). Daher empfehlen die Gutachter auszuwerten, ob die regulierte Abrufvergütung zu einer verstärkten Abwägung der Netzbetreiber i.S.v. *Wirkmechanismus Kapazitätsanforderung* führt. In diesem Kontext sollten auch Daten darüber erhoben werden, ob Netzbetreiber *Wirkmechanismus Kapazitätsanforderung* auf der HS unterwandern, indem sie Blindleistungskapazität einfordern, obwohl sie diese nie abrufen. Grundsätzlich besteht das Problem, dass vorgegebene Abrufverfahren dazu führen können, dass die eingeforderte Kapazität praktisch nie abgerufen wird (bspw. $\cos(\varphi) = 1$). Die Ursache dafür, dass die Kapazität dennoch eingefordert wird, kann unterschiedlich sein. Beispielsweise weil aufgrund von Prognosen zu erwarten ist, dass diese Kapazität zukünftig benötigt und das Abrufverfahren dann entsprechend angepasst wird. Falls das initiale Einfordern der Blindleistungskapazität in Kombination mit der späteren Nutzung entsprechend der Prognose die volkswirtschaftlich kostengünstigste Alternative wäre, wäre die initiale Einforderung wünschenswert. Andererseits kann diese Entscheidung auch aus (zu) stark risikoaversen oder opportunistischem Verhalten getroffen werden. Die Abwägung ob die Kapazität zukünftig benötigt wird ist dabei sehr komplex, sodass ex-ante aufgrund von Unsicherheit eine Grauzone zwischen wünschenswerter und vorausschauender (Zusatz-)Kapazitätsanforderung und einer Fehlentscheidung besteht. Das letztgeschilderte Verhalten würde die Stimulation von *Wirkmechanismus Kapazitätsanforderung* durch eine regulierte Abrufvergütung unterwandern („Anreizlücke“). Dabei ist wichtig zu betonen, dass es zuweilen ungewiss ist, ob die oben geschilderte „Anreizlücke“ durch eine exklusive

Vergütung des Abrufs praxisrelevant in der Hochspannungsebene ist. Daher empfehlen die Gutachter aktuell keine expliziten Gegenmaßnahmen, sondern vielmehr die Evidenz bzgl. des tatsächlichen Abrufmusters durch höhere Transparenz bzw. weiterführende Untersuchungen zu steigern. Sollte sich nach Einführung des Beschaffungskonzeptes herausstellen, dass die Anreizlücke opportunistisch ausgenutzt wird, wären folgenden Lösungen künftig grundsätzlich denkbar:

- Eine direkte Kapazitätsvergütung wie oben besprochen einzuführen.
- Durch das Beschaffungskonzept vorzugeben, dass nur so viel Kapazität eingefordert werden kann, wie dies entsprechend dem maximalen Abruf im initial vorgegebenen Abrufverfahren (ggf. mit einem Faktor größer 1 multipliziert) möglich wäre.
- Die HS-TAR ebenfalls erwägen sollten, Anlagenbetreibern die Wirkleistungsreduktion zugunsten der Blindleistungsbereitstellung zu ermöglichen.

Die Festlegung anhand des initialen Abrufverfahrens (2. Punkt) scheint aber initial ein zu starker Eingriff in die Vorgaben der TAR, da unklar ist, ob die zusätzliche Kapazitätsanforderung aufgrund von systemisch effizienter (vorausschauender) Planung oder aufgrund von (vermeintlichen) opportunistischem Verhalten erfolgt. Dies gilt umso mehr, da die systemische Nutzung der HS Blindleistungskapazität künftig stärker durch das Beschaffungskonzept incentiviert werden soll, statt die Kapazität (pauschal) zu vermeiden.

Sollte künftig festgestellt werden, dass die Anreizlücke eher theoretischer Natur ist und *Wirkmechanismus Kapazitätsanforderung* über eine höhere regulierte Vergütung stimuliert werden könnte, wäre die regulierte Vergütung über einen längeren Zeitraum an die langfristigen Grenzkosten anzunähern. Daher empfehlen die Gutachter die Evidenz bzgl. der tatsächlichen Abrufmuster der HS-Anlagen durch höhere Transparenz bzw. weiterführende Untersuchungen zu steigern.

- Die Verzerrungen durch eine höhere regulierte Vergütung von Neuanlagen ist nicht gegeben und alle Anlagen werden einheitlich vergütet.

4.3.5. Praktische Einordnung auf der Höchstspannungsebene

Die Gutachter empfehlen eine regulierte Vergütung in der Hochspannungsebene. Da die regulatorisch-technischen Voraussetzungen weitestgehend erfüllt sind respektive deren Erfüllung durch den verpflichtenden ex-ante Vergleichsprozess sichergestellt werden, sollte es entsprechend der *Parametrierungsmaxime* (3.3.2) eine adäquate regulierte Vergütung größer null geben, um Anreize zur effizienten Kapazitätsdimensionierung und zum effizienten Kapazitätsabruf zu setzen (vgl. Unterkapitel 3.3 und 3.5). Der bedarfsgerechte Zubau von VINK (*Wirkmechanismus VINK-Substitution*) ist auf der HöS besonders relevant. Dieser wird im Rahmen von Säule B und C separat in den Unterkapiteln 5.5 und 5.1 adressiert.

Die Gutachter empfehlen eine moderate bis höhere Vergütung des Blindleistungsabrufs für alle Anlagen (Neu- und Bestandsanlagen) der HöS-Ebene. Eine Vergütung der Kapazität wird nicht empfohlen. Die zunehmende Integration von EE-Anlagen in Kombination mit den aktuellen Anforderungen an diese führen dazu, dass zuverlässige Prognosen der (potenziellen) Blindleistungserbringer, die den residualen operativen Blindleistungsbedarf der Übertragungsnetzbetreiber decken müssen, z.T. erst kurzfristig möglich sind. Dies betrifft direktangeschlossene Erzeuger, Speicher und Lasten, jedoch grundsätzlich auch die unterlagerten HS-Netze bzw. Netzbetreiber, welche weite Teile ihres Blindleistungspotentials wiederum von den Anlagen in ihren Netzen (der HS-Ebene) akquirieren müssen. Zudem ist damit zu rechnen, dass sich die Menge an großen, direkt an der HöS angeschlossenen Erzeugern durch den Kohleausstieg²⁹ und den Atomausstieg³⁰ reduzieren wird. Analog gilt dies für die zunehmende Prognoseunsicherheit des residualen operativen Blindleistungsbedarfs der Übertragungsnetzbetreiber. Dieser Trend wird sich in den nächsten Jahren verstärken. Von daher ist aus ökonomischer Perspektive eine Bepreisung vorzuziehen, mit der es

²⁹ Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze

³⁰ Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes (Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren) vom 31. Juni 2011

grundsätzlich möglich ist, kurzfristige Knappheiten abzubilden. Praktisch bietet sich hierzu ein Arbeitspreis an. Einer direkten Vergütung der Kapazität stehen aus Sicht der Gutachter folgende Punkte entgegen, die zu einer Ablehnung einer Kapazitätsvergütung führen:

- Eine direkte Vergütung der Kapazität würde bei Bestandsanlagen keine Anreizwirkung entfalten, da die Kosten für die Kapazität bereits eingepreist wurden. Es käme folglich lediglich zu Umverteilungseffekten (zugunsten der Erzeuger und (primär) zulasten der privaten Verbraucher) jedoch nicht zu einer Steigerung der Effizienz.
- Eine ausschließliche Vergütung der Kapazität würde grundsätzlich keine Anreize zum bedarfsgerechten Abruf der Blindleistung setzen (Verlustreiche Betriebspunkte der Anlagen), wobei dieser Aspekt auf der HöS-Ebene aufgrund der dort angeschlossenen Erzeuger von geringerer Priorität ist.
- Eine ausschließliche Vergütung der Kapazität auf der HöS-Ebene würde keine Anreize für die vertikale Blindleistungsbereitstellung aus unterlagerten (insbesondere der HS-Ebene) setzen, wodurch ein erhebliches theoretisches Potential unberücksichtigt bliebe.

Zudem kann auch der *Wirkmechanismus Kapazitätsanforderung* nicht nur über Kapazitätspreise, sondern ebenfalls über regulierte Blindleistungsarbeitspreise stimuliert werden. Voraussetzung hierfür ist, dass dieser oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten liegt (vgl. Abschnitt 4.3.1). Die Vergütung via Arbeitspreis bietet zudem den Vorteil, dass die langfristigen und kurzfristigen Preise für die Marktteilnehmer vergleichbarer sind und die Anreizwirkung auf die unterlagerten Spannungsebene (ebenfalls Abrufvergütung) besser gegeben ist (vgl. K4 Abschnitt 4.3.2). Durch eine Vergütung der Blindarbeit wird insbesondere eine verstärkte Abwägung der marktlichen Beschaffung von Blindleistungsarbeit und -kapazität durch die Übertragungsnetzbetreiber angereizt. Aus den genannten Gründen wird die Vergütung der Blindarbeit für Bestands- und Neuanlagen empfohlen.

Keine Ausnahmereiche der regulierten Vergütung für Erzeuger in Höchstspannungsebene. In der Höchstspannungsebene empfehlen die Gutachter auf Ausnahmereiche der regulierten Abrufvergütung zu verzichten. Die regulierte Vergütung erfolgt entsprechend Abbildung 4-3 für den gesamten Blindleistungsstellbereich der Erzeuger, insofern sie entsprechend der *einforderbaren TAB*

eingefordert wurde. Hintergrund für den Verzicht auf einen Ausnahmehereich ist:

1. Erzeugungseinheiten sind nur selten oder nur in geringem Umfang für lokale Spannungsänderungen verantwortlich. Ursache hierfür ist das geringe R/X-Verhältnis der Höchstspannungsebene. Der Blindleistungsbedarf ist zudem überregionaler als im HS-Netz, sodass die Blindleistungsbeiträge der Anlagen primär dem Ausgleich des Blindleistungsbedarfs der passiven Netzelemente und unterlagerten Netzebenen dienen.
2. Da ein Teil der Blindleistung dazu genutzt wird die Blindleistungsbilanz der unterlagerten Netzebenen auszugleichen, wird diese per se zu einem gewissen Grad systemdienlich genutzt. Die Gefahr von Inc-Dec-Anreizen entsprechend der regulatorisch-technischen Voraussetzung V2 ist daher faktisch nicht gegeben.

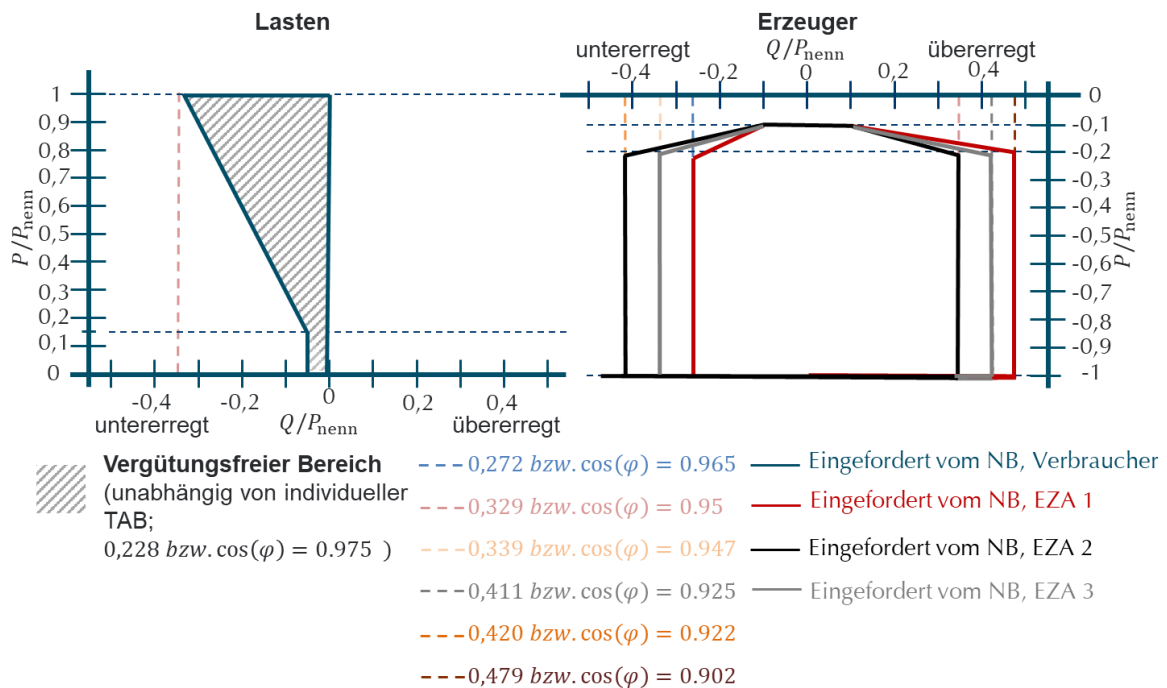


Abbildung angelehnt an TAR (VDE-AR-N 4130)

Abbildung 4-3: Darstellung des vergütungsfreien Bereichs von Lasten und Erzeugern auf der Höchstspannungsebene

Ausreichend dimensionierte *einforderbare* TAB. Die Gutachter empfehlen, dass die *einforderbaren* TAB als sichere Beschaffungsalternative mit geringen Transaktionskosten auszugestalten, um (weiterhin) deutschlandweit in den meisten Fällen sicher ausreichende Einforderungsmöglichkeiten für die Netzbetreiber zu garantieren. Dies gewährleistet einen sicheren und effizienten Systembetrieb und wird entsprechend bei der Höhe der regulierten Vergütung berücksichtigt (s.u.). Zur Deckung der verbleibenden Bedarfe stehen zudem die Säulen B und C zur Verfügung.

Die Höhe der regulierten Vergütung sollte oberhalb der der Hochspannung liegen und investive Komponenten berücksichtigen. Die Höhe der regulierten Vergütung sollte sich dabei grundsätzlich an den investiven (Wechselrichterdimensionierung bei EE-Anlagen) und operativen (Kosten durch Wirkleistungsverluste im Zuge des Blindleistungsabrufs) Kosten orientieren (Kriterium **K2** Abschnitt 4.3.2). Da diese Kosten nicht bei allen Anlagen identisch sind, sollte eine Kostendeckung für ein hinreichend großes Quantil der Anlagen angestrebt werden. Zudem sollten die regulierten Preise auch hoch genug sein, um Anreize für die vertikale Blindleistungsbereitstellung durch den HS-Netzbetreiber zu schaffen. Folglich sollten diese oberhalb derer der Hochspannung liegen.

Die Frage, welche Höhe der regulierten Vergütung hierbei adäquat ist, sollte im Rahmen einer Marktstudie unter Einbezug aller relevanten Stakeholder adressiert werden (vgl. Unterkapitel 6.5). Die Gutachter empfehlen für die HöS eine moderate bis hohe regulierte Vergütung ohne Ausnahmereiche, die sich an den langfristigen Grenzkosten der Blindleistungsbereitstellung orientiert. Die Gründe für diese Einschätzung sind:

- 1. Effizienzpotentiale adressiert bei geringem Risiko.** Effizienzverluste i.S. einer Abweichung vom volkswirtschaftlichen Optimum, die durch die Einführung der regulierten Vergütung entstehen, sind unwahrscheinlich (vgl. „Anreize in Abhängigkeit der Parametrierung des Konzeptes“ in Abschnitt 3.3.2). Solange den Empfehlungen zu den *einforderbaren* TAB (s.o.) und zur regulierten Vergütung gefolgt wird, beschränken sich die möglichen Effizienzverluste auf zusätzliche Transaktionskosten des Abrechnungsprozesses.

2. **Die Rolle der HS-Netzbetreiber** als „potenzielle Blindleistungsquelle“ im Rahmen der vertikalen Blindleistungsbereitstellung (vgl. Kapitel 7) für das HöS-Netz sollte Berücksichtigung finden (**K4**), weshalb die regulierte Vergütung oberhalb derjenigen der HS angesetzt werden sollte, um Anreize zur Hebung der unterlagerten Potentiale zu setzen.

Das eine regulierte Vergütung auf der HöS zu einer verstärkten Teilnahme unterlagerter HS-Netzbetreiber führen kann, zeigen die Erfahrungen des Schweizer Blindleistungsbeschaffungskonzepts. Die rein operative regulierte Vergütung auf der HöS der Schweiz führt dort zu einer zunehmenden Mobilisierung des unterlagerten Blindleistungspotentials auf der HS (vgl. [8] für Details zum Konzept der Schweiz).

3. **Die annuitätischen VINK-Kosten scheinen auf Arbeitspreise umgerechnet vergleichsweise hoch** (**K2** und **K3**). Zudem ist die implizite Preisobergrenze der VINK-Opportunität auf der HöS von großer Relevanz (s.o. bzgl. *Wirkmechanismus VINK-Substitution*), da VINK auf der HöS z.T. in direkter Konkurrenz zur marktlichen Beschaffung stehen. Daher ist es wichtig, dass VINK die Gebote der marktlichen Beschaffung limitieren. Da die regulierte Vergütung wiederum eine implizite Preisobergrenze der marktlichen Beschaffung darstellt und auch eine Abwägung der Säule C durch den Netzbetreiber innerhalb der *einforderbaren TAB* stattfinden sollte, ist grundsätzlich eine höhere regulierte Vergütung sinnvoll (sofern diese nicht oberhalb der langfristigen Grenzkosten liegt).
4. Da es **keinen vergütungsfreien Ausnahmebereich** gibt (s.o.) und die Gutachter von vglw. hohen Volllaststunden des Blindleistungsabrufs auf der HöS ausgehen, ist die indirekte Vergütung von Blindleistungskapazität gut möglich (**K5** und **K6**).
5. **Keine Akzeptanzmindernde Verteilungseffekte zu erwarten.** Akzeptanzmindernde Verteilungseffekte i.S.v. Abschnitt 1.2.4 sind selbst bei gegebenenfalls auftretender Marktmacht nahezu auszuschließen. Die Marktmacht ist implizit durch die Höhe der regulierten Vergütung (solange die *einforderbaren TAB* in den meisten Fällen ausreichende Einforderungsmöglichkeiten für die Netzbetreiber bieten) und die VINK-Opportunität nach oben begrenzt. Zudem sind ob der weiträumigen geographischen

Ausdehnungen der HöS-Netze und der schrittweisen Vereinheitlichung der Netzentgelte durch das NEMoG voneinander abweichende Netzentgelte in Zukunft nicht anzunehmen.

- 6. Einheitliche Anreize sinnvoll.** Aufgrund der eher geringen Anlagenanzahl und um einheitliche Anreize zu setzen und Fehlankreize i.S.v. **K7** zu vermeiden, sollten alle Anlagen die regulierte Vergütung erhalten.

Abwägung zum Umgang mit opportunistischem bzw. zu stark risikoaversen Verhalten. Grundsätzlich besteht das Problem, dass Netzbetreiber Abrufverfahren vorgeben könnten, die die eingeforderte Blindleistungskapazität niemals in Anspruch nehmen. Falls sie diese Kapazität nicht einfordern, weil sie ein entsprechendes Abrufverfahren zu einem späteren Zeitpunkt nutzen wollen, sondern lediglich aus zu stark risikoaversen oder opportunistischem Verhalten, ist dies problematisch. Dies würde die Stimulation von *Wirkmechanismus Kapazitätsanforderung* durch eine regulierte Abrufvergütung unterwandern („Anreizlücke“). Allerdings ist das *Effizienzpotenzial Kapazitätsanforderung* (Bedarfsgerechte Kapazitätsanforderungen) auf der HöS äußerst gering, mithin das Problem kaum praxisrelevant. Dies gilt umso mehr aufgrund der hohen Abrufhäufigkeit auf der HöS (s.o.). Außerdem wird für konventionelle Kraftwerke kein vergleichbares Abrufverfahren genutzt, sondern eine direkte Sollwertvorgabe gemacht. Große Windparks sind darüber hinaus oft über HGÜ angeschlossen. Das Blindleistungsverhalten dieser ist daher im Einzelfall mit der HGÜ abzustimmen. In Summe stehen also stark begrenzte Effizienzpotenziale erhöhten Transaktionskosten alternativer Möglichkeiten (z.B. direkte regulierte Vergütung der Kapazitäten) und abgeschwächten Anreizen entgegen (falls die regulierte Arbeitsvergütung entsprechend gesenkt würde), wobei sehr ungewiss ist, ob die „Anreizlücke“ (s.o.) überhaupt praxisrelevant ist. Daher sehen die Gutachter bzgl. der „Anreizlücke“ aktuell keinen Handlungsbedarf und empfehlen dies bei den folgenden Marktstudien neu zu bewerten.

4.3.6. Keine regulierte Vergütung für Lasten

Der Geltungsbereich der regulierten Vergütung umfasst die Blindleistungsbereitstellung innerhalb der *einforderbaren TAB* (vgl. Abschnitt 3.1.1 Säule A). In den TAR werden auch Anforderungen an Lasten in Form eines „Standardblindleistungsverhaltens“ definiert.

Die Gutachter betonen, dass für das in den TAR definierte „Standardblindleistungsverhalten“ von Lasten (und Speichern im Ladevorgang) **keine regulierte Vergütung** vorgesehen ist. Dies ist darauf zurückzuführen, dass Netzbetreiber für Lasten – anders als für Erzeuger – weder (Abruf-) Regelverhalten entsprechend der *einforderbaren TAB* vorgeben noch Betriebspunkte im zulässigen Blindleistungsbereich standardmäßig aktiv durch die Last anfahren werden können. Lasten leisten daher i.d.R. (bisher) keinen aktiven Beitrag, sondern nehmen – unabhängig von den Blindleistungsflüssen im Netz – einen „beliebigen“ Betriebspunkt im zulässigen PQ-Bereich ein. Dieser kann, muss jedoch nicht spannungsstützend wirken. Der Wert des „Optionsrechts“ der *einforderbaren TAB* ist folglich für Netzbetreiber bei Lasten und Erzeugern unterschiedlich und somit ist eine abweichende regulierte Vergütung (bzw. keine regulierte Vergütung) für Lasten gerechtfertigt bzw. eine regulierte Vergütung für Lasten ungerechtfertigt. Vergütungen für abweichende Blindleistungsbereitstellungen durch Lasten (bspw. im Sinne einer Q(U)-Kennlinie, eines festen Leistungsfaktors oder allg. aktive spannungsstützende Betriebsweisen) und zugehörige Blindleistungskapazitäten können und sollen allerdings frei im Rahmen der Säule B vereinbart werden. Dort sind Kapazitäts- und/oder Abrufvergütungen möglich. Lasten sind folglich (wie alle qualifizierten Marktteilnehmer) berechtigt an der marktlichen Beschaffung zu partizipieren, erhalten jedoch unter keinen Voraussetzungen eine regulierte Vergütung im Rahmen von Säule A.

Keine regulierte Vergütung ohne konkrete Vorgaben in den TAB. Sofern für weitere Netzanschlussnehmer keine vergleichbar konkreten Anforderungen wie für Erzeugungsanlagen in den TAB definiert werden gelten für diese die anlogenen Überlegen wie für Lasten. Daher erhalten diese Netznutzer keine regulierte Vergütung, können ihre Blindleistung jedoch im Rahmen der marktlichen Beschaffung (Säule B) frei vermarkten. Hier ist eine Vergütung der Kapazität und/oder Arbeit möglich.

4.4. Variante: vertikale Blindleistungsbereitstellung in Säule A

Die vertikale Blindleistungsbereitstellung zwischen Netzbetreiber kann eine Möglichkeit darstellen, Bedarfe effizient zu decken und ist insbesondere in Kombination mit dem *Effizienzpotenzial VINK-Substitution* von besonderer Relevanz. Grundsätzlich kann die vertikale Blindleistungsbereitstellung zwischen Netzbetreibern in Säule A oder in Säule B des Beschaffungskonzeptes verankert werden. Eine Nichtbeachtung im Konzept wäre zwar denkbar, ist jedoch vor dem Hintergrund des sowieso stattfindenden Austausches von Blindleistung nicht zu empfehlen. Die Gutachter empfehlen daher die vertikale Blindleistungsbereitstellung in Säule A zu verankern. Zudem empfehlen die Gutachter den Fokus auf die Blindleistungsbereitstellung des HS-Netzbetreiber für das überlagerte Übertragungsnetz zu setzen, da hier kurzfristig das größte (nutzbare) Potenzial gesehen wird. Die detaillierte Diskussion der vertikalen Blindleistungsbereitstellung, die Erörterung der Vor- und Nachteile bei einer Einordnung in Säule A bzw. B sowie Herleitung der getroffenen Empfehlung erfolgt zentral in Kapitel 7 und insbesondere Unterkapitel 7.2, auf welche an dieser Stelle verwiesen wird. In Unterkapitel 7.3 erfolgt zudem die ausführliche Beschreibung der im Folgenden skizzierten unterschiedlichen Rollen des HS-Netzbetreibers in der vertikalen Blindleistungsbereitstellung. Zudem sehen die Gutachter die vertikale Blindleistungsbereitstellung im 3-Säulen-Konzept nur direkt zwischen Netzbetreibern und nicht direkt zwischen Anlagenbetreibern mit Anschluss in unterlagerten Netzebenen und dem überlagerten Netzbetreiber vor. Ursache hierfür sind insbesondere lokale Regelungen und mögliche technische Restriktionen. Die ausführliche Darstellung und Herleitung dieser Empfehlung erfolgt in den Unterkapiteln 7.1 und 7.3.

Fokus auf der vertikalen Blindleistungsbereitstellung durch den HS-Netzbetreiber für die überlagerte Netzebene. Der Blindleistungsaustausch zwischen Netzbetreibern erfolgt im Status quo im Grundsatz „nach Können und Vermögen“, wobei dies praktisch i.d.R. nur zwischen dem HS- und HöS-Netz relevant ist. In der Mittel- und Niederspannung und vielmals auch in der Hochspannung findet jedoch bisher keine gezielte Blindleistungsbereitstellung statt, sondern die überlagerte Netzebene gleicht den residualen Blindleistungsbedarf der unterlagerten Netzebenen aus. Das 3-Säulen-Konzept

fokussiert daher zunächst die vertikale Blindleistungsbereitstellung durch den HS-Netzbetreiber für das Übertragungsnetz.

Die Aufgabe des HS-Netzbetreibers besteht bei der vertikalen Blindleistungsbereitstellung primär darin, das technische Potenzial seines Netzes und der vorhandenen Blindleistungsquellen zu bündeln und es ggf. für den HöS-Netzbetreiber nutzbar zu machen.

Grundsätzlich freiwillige Teilnahme des HS-Netzbetreibers. Die Gutachter empfehlen die Teilnahme des HS-Netzbetreibers an der vertikalen Blindleistungsbereitstellung nicht verpflichtend, sondern freiwillig auszugestalten.

Zunächst keine regulierte Vergütung zwischen Netzbetreibern. Ein regulierter Zahlungsstrom zwischen dem HS- und HöS-Netzbetreiber für die vertikale Blindleistungsbereitstellung ist zunächst nicht vorgesehen. Stattdessen empfehlen die Gutachter die Vergütung in Anlehnung an den Status quo bilateral zu vereinbaren. Diese kann grundsätzlich bidirektional (Pönale und Vergütung) sein.

Verpflichtender jährlicher Austausch zwischen HS- und HöS-Netzbetreiber als Mindestanforderung. Im Status quo ist der Blindleistungsaustausch zwischen der HS- und HöS-Ebene i.d.R. in den Netzanschlussverträgen geregelt. Oft erfolgt zudem ein zyklischer Austausch zwischen dem HS- und HöS-Netzbetreiber indem relevante bzw. zu erwartende Entwicklungen im jeweiligen Netzgebiet sowie vereinzelt die Möglichkeit der Blindleistungsbereitstellung adressiert werden. Zur Strukturierung und Systematisierung dieses Austausches sowie der Möglichkeit die vertikale Blindleistungsbereitstellung zwischen HS- und HöS-Netzbetreiber zu fördern, wird eine verbindliche und verpflichtende jährliche Verhandlung zwischen ÜNB und VNB empfohlen. **In dieser jährlichen Vereinbarung wird der Blindleistungsaustausch zwischen den beiden Netzebenen, sowie damit einhergehende Zahlungsströme geregelt.** Wichtig ist dabei die Festlegung des **natürlichen Blindleistungsverhalten** des unterlagerten Netzes im kommenden Jahr. Das natürliche Blindleistungsverhalten entspricht dabei dem Bereich des P-Q-Diagramms, welches aufgrund der Netzanschlussnehmer ohne aktive Steuerungsmaßnahmen zu erwarten ist. Es dient folglich als Referenz bzw. Ausgangspunkt einer gezielten Blindleistungsbereitstellung. Die Gutachter empfehlen dieses anhand des in den letzten Jahren beobachteten (z.B. Berücksichtigung von drei Jahren) Blindleistungsverhalten

zu ermitteln und bereits absehbare Entwicklungen des kommenden Jahres, wie bspw. den Anschluss weiterer WEA, mit einzubeziehen. Die jährliche Vereinbarung stellt eine Mindestanforderung dar und ist verpflichtend für alle HS-Netzbetreiber grundsätzlich unabhängig ihrer eingenommenen Rolle (s.u.) im Beschaffungskonzept. Für weitere Details der verpflichtenden jährlichen Vereinbarung wird auf Abschnitt 7.3.2 verwiesen.

Unterschiedliche Rollen des HS-Netzbetreibers in Abhängigkeit seiner Partizipation an der vertikalen Blindleistungsbereitstellung in Säule A. Entsprechend der Partizipation des HS-Netzbetreibers an der vertikalen Blindleistungsbereitstellung sieht das 3-Säulen-Konzept drei unterschiedliche Rollen für diesen vor, welche im Folgenden kompakt vorgestellt werden. Der HS-Netzbetreiber kann dabei für verschiedene Bereiche seines Versorgungsgebiets unterschiedliche Rollen einnehmen. Die detaillierte Beschreibung der unterschiedlichen Rollen erfolgt in Abschnitt 7.3.2.

- **Der passive VNB.** Mit der passiven Rolle wird primär der Zweck erfüllt, eine reibungslose Einführung des Beschaffungskonzepts für HS-Netzbetreiber zu ermöglichen. Daher entspricht der passive HS-Netzbetreiber weitestgehend dem Status quo (i.S. des Jahres 2020) der Blindleistungsbewirtschaftung zwischen HS-Netzbetreiber und ÜNB. Als ein Unterschied zum aktuellen Ist-Zustand wird jedoch die zuvor beschriebene **jährliche Vereinbarung verpflichtend** eingeführt.
- **Der teilaktiven VNB.** Die Rolle des teilaktiven VNB ist größtenteils identisch zur Rolle des passiven VNB. Dementsprechend gilt auch für den teilaktiven VNB die Verpflichtung zur jährlichen Vereinbarung mit dem Übertragungsnetzbetreiber. Der zentrale **Unterschied zwischen dem passiven und dem teilaktiven VNB** ist, dass der teilaktive VNB die technischen und prozessualen Voraussetzungen erfüllt, um dem ÜNB kurzfristig in einem gewissen Stellbereich gezielt Blindleistung zur Verfügung stellen zu können. In der jährlichen Vereinbarung sollte daher u.a. auch festgelegt werden, ob und welche Zahlungsströme mit der gezielten kurzfristigen Blindleistungsbereitstellung einhergehen und wie der Austausch bzw. die Koordination genau ausgestaltet werden soll. Im Wesentlichen entspricht die Rolle des teilaktiven VNB in Rahmen von Säule A daher dem passiven VNB jedoch mit dem

Unterschied, dass im Rahmen der verpflichtenden jährlichen Vereinbarung die kurzfristige gezielte Blindleistungsbereitstellung formalisiert wird.

- **Der aktiven VNB.** Die Rolle des aktiven VNB impliziert die Voraussetzungen des teilaktiven VNB geht noch über die Rolle des teilaktiven VNB hinaus. Der aktive VNB verfügt langfristig über ein gesichertes Blindleistungs-Potenzial, welches er dem ÜNB zugänglich machen kann. Das gesicherte Potenzial beschreibt dabei den Blindleistungsstellbereich den der aktive VNB dem ÜNB gesichert zugänglich machen kann. Neben Stellbereichen kann das gesicherte Potenzial auch feste Betriebspunkte umfassen.

5 Details Säule B und C: Marktliche Beschaffung und VINK

In diesem Kapitel wird das in Kapitel 3 beschriebene 3-Säulen-Konzept um die spannungsebenen-spezifischen Details zur Ausgestaltung der marktlichen Beschaffung, ergänzt. Zunächst wird aber in Unterkapitel 5.1 die Säule C (VINK) des Beschaffungskonzepts weiter ausgestaltet und begründet, warum diese nur im Kontext der HöS besonders beleuchtet werden muss.

Im nachfolgenden Unterkapitel 5.2 wird die Bedarfsbestimmung der verschiedenen Spannungsebenen beleuchtet, bevor entsprechend der Grundprinzipien des „3-Säulenkonzepts mit Wahlfreiheit“ in den fortfolgenden Unterkapiteln 5.3, 5.4 und 5.5 vertieft auf die Ausgestaltung der marktlichen Beschaffung differenziert nach den Spannungsebenen in Säule B eingegangen wird. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass je nach Empfehlungen zur Parametrierung des Beschaffungskonzepts bzw. der regulierten Vergütung in Kapitel 4 ohnehin mehr oder weniger starke Anreize zur Abwägung der marktlichen Beschaffung vorhanden sind, sodass grundsätzlich eine möglichst freie Ausgestaltung der Säule B angestrebt wird. Dies entspricht den in Kapitel 3 vorgestellten grundsätzlichen Wirkmechanismen des Konzepts und folgt dem Leitgedanken der StrommarktRL. Ziel ist es, die Netzbetreiber zu einer insgesamt möglichst effizienten Beschaffung von Blindleistung zu incentivieren, welche die Limitationen der realen Welt adäquat berücksichtigt und das hohe Sicherheitsniveau beibehält. Daher ist Wahlfreiheit nötig, um situativ auf die Herausforderungen einzugehen und gleichzeitig das Innovationspotenzial der Teilnehmer möglichst zu heben.

Praktische Bewertung durch den Netzbetreiber. Eine Bewertung, ob die (praxis-)relevanten Anwendungsvoraussetzungen erfüllt sind, ist von jedem Netzbetreiber einzelfallspezifisch und individuell durchzuführen, sodass deren Bewertung nicht Teil eines deutschlandweit gültigen Konzeptes sein kann und dies auch nicht sein sollte (vgl. Abschnitte 3.3.3 und 3.5.3).

Übergangprozess vom Status quo zum Beschaffungskonzept.

Neben den spannungsebenen-spezifischen Details wird im Unterkapitel 6.2 auch diskutiert, inwiefern besondere Anforderungen an die Ausgestaltung von Übergangsprozessen vom Status quo zum Inkrafttreten des Beschaffungskonzeptes notwendig sind.

ARegV als Bestandteil der Anreizwirkung. Wie in Kapitel 3 erläutert, zielt das Beschaffungskonzept auf die Anreizsetzung für Netzbetreiber ihren Blindleistungsbedarf möglichst effizient zu beschaffen. Diese Anreizwirkung auf die natürlichen Monopole hängt mit den Auswirkungen der Blindleistungsbeschaffungskosten auf die Erlösobergrenze der ARegV zusammen. Diese Auswirkungen sind wiederum von der Art der Kosteneinordnung in der ARegV abhängig, was in Unterkapitel 6.3 thematisiert wird.

5.1. Detailbeschreibung der Rolle von VINK

In diesem Unterkapitel wird die Säule C fokussiert betrachtet. Insbesondere wird die Frage adressiert, ob ausreichend intrinsische Anreize für den Netzbetreiber vorhanden sind, um zu einer Abwägung zwischen der marktlichen Beschaffung und der Errichtung einer VINK incentiviert zu sein. Da diese Abwägung im Sinne der Effizienz durch die StrommarktRL verpflichtend vorgegeben wird, müssen entsprechende Anreize oder extrinsische Abwägungsmechanismen vorliegen. Können nur reduzierte Anreize festgestellt werden, sehen die Gutachter einen verpflichtenden ex-ante Vergleichsprozess vor.

Säule C auf der NS, MS und HS frei durch den VNB ausgestaltbar. Die Beschaffung von VINK ist grundsätzlich eine Opportunität zur (marktlichen) Beschaffung von Blindleistungskapazität (durch Säule A oder B). Sie ist auch relevant im Kontext des Blindleistungsabrufs, da existierende VINK den zu beschaffenden Blindleistungsbedarf reduzieren und nur noch der „residuale Blindleistungsbedarf“ bzw. -abruf beschafft werden muss (vgl. Abschnitt 3.4.1). Allerdings sind die Anreize für ein effizientes Verhalten (regulatorisch-technische Voraussetzung V3) aus Sicht der Gutachter auf der NS, MS und HS gegeben (vgl. Abschnitt 4.2.1 und 4.2.2), sodass keine Notwendigkeit für einen ex-ante Vergleichsprozess von VINK und marktlicher Beschaffung besteht (vgl. Abschnitt 3.4.4). Folglich ist die Säule C auf der NS, MS und HS frei durch den VNB ausgestaltbar. Die Anreize umfassen insbesondere das Benchmarking der ARegV,

Liquiditätsimplikationen oder sind vereinzelt auch durch Auswirkungen auf den Konzessionswettbewerb (MS und NS) gegeben. Hinsichtlich möglicher Liquiditätsengpässe auf Seiten der Netzbetreiber ist nicht zu erwarten, dass das Beschaffungskonzept diese derart induziert, dass notwendige und effiziente Investitionen gehemmt werden (somit ist V4 „keine investitionshemmenden Liquiditätsrisiken“ ebenfalls erfüllt). Sowohl die Intensität der aus der ARegV entstammenden Anreize zur Kostenminimierung der Blindleistungsbeschaffung als auch Risiken für die Netzbetreiber variieren dabei in Abhängigkeit der Art der Kosteneinordnung in der ARegV erheblich. Eine vertiefte Diskussion der Auswirkungen der Eingruppierung in unterschiedliche Kostenarten im Sinne der ARegV erfolgt gesondert in Unterkapitel 6.3. Dass Säule C frei gestaltbar ist, wird auf der MS und NS zudem durch das Argument untermauert, dass der Bau von Kompensationselementen zur Deckung des Blindleistungsbedarfs in der MS und NS in der Praxis nicht relevant ist. Auch VINK für andere Produktgruppen (vgl. Abschnitt 2.5.3) des NF-SDL Aufgabenbereichs *Dienstleistungen zur Spannungsregelung*, d.h. insbesondere regelbare Ortsnetzstationen, adressieren andere Ziele als die Reduktion des Blindleistungsbedarfs [6]. Zudem sind rONT i.d.R. Einzelfalllösungen und nur für einen kleinen Teil der deutschen Niederspannungsnetze relevant. In diesen Fällen liegt der Effizienzgewinn primär in der Substitution des spannungsbedingten Netzausbaus und nicht in der potenziell eingesparten Blindleistungskapazität begründet.

Ex-ante Vergleichsprozess in der HöS wird empfohlen. Da es auf der HöS bzw. zwischen den ÜNB kein zu den VNB vergleichbares Benchmarking im Rahmen der ARegV gibt, erscheinen die (intrinsischen) Anreize für die bedarfsgerechte Abwägung aller Optionen bzw. die Wahl der effizienten Beschaffungslösung reduziert. Die Voraussetzung V3 zur Einführung einer regulierten Vergütung ist daher nur teilweise erfüllt, sodass *Wirkmechanismus VINK-Substitution* durch die Einführung eines (formalisierten) „ex-ante Vergleichsprozesses“ auf der Höchstspannungsebene sichergestellt werden muss (vgl. Abschnitt 4.2.3). Folglich wird die Beschaffung im Rahmen von Säule C im Kontext der marktlichen Beschaffung der HöS aufgegriffen, indem der ex-ante Vergleichsprozess dort ausgestaltet wird. Andernfalls könnte es u.U. zu einer bevorzugten Deckung des Bedarfs an Blindleistungskapazität durch VINK führen, selbst wenn diese für den konkreten Anwendungsvoll nicht die (i.S.d. Strommarktrichtlinie) effizienteste Alternative darstellen. In Konsequenz würde der

operative Blindleistungsresidualbedarf sinken. Eine derartige Lösung würde bei Rückgriff auf ineffiziente VINK-Beschaffungsoptionen, d.h. in Fällen in denen andere Optionen effizienter als der VINK sind, die Nutzung der *Effizienzpotenziale Kapazitätsanforderung* und *Effizienzpotenziale VINK-Substitution* (vgl. Abschnitt 3.3 und 3.4) verhindern bzw. die zugehörigen Wirkmechanismen würden auf der HöS nicht wie erwünscht wirken. Deshalb ist eine entsprechende Verpflichtung zur o.g. Abwägung sinnvoll. Diese Verpflichtung entspricht dabei dem in Abschnitt 3.4.4 vorgestellten ex-ante Vergleichsprozess, welcher entsprechend auf die Gegebenheiten der HöS auszugestalten ist.

5.2. Bedarfsbestimmung

Bedarfsbestimmung durch den jeweiligen Netzbetreiber. Die Bestimmung des Blindleistungsbedarfs obliegt dem jeweiligen Netzbetreiber. Jeder Netzbetreiber hat dafür Sorge zu tragen, dass die Spannung in seinem Netzgebiet in den vorgegebenen Grenzen liegt. Unter dem zusätzlichen Bedarf an Blindleistung wird zum einen die Höhe der Deckungslücke hinsichtlich der erforderlichen Kapazität (mit entsprechender technischer Fähigkeit) verstanden. Zum anderen ergeben sich u.a. im laufenden Betrieb (Blindarbeits-)Bedarfe, die durch die bereits vorhandenen und einbezogenen Blindleistungsquellen gedeckt werden können und müssen. Der Aufbau von neuen Kapazitäten ist im laufenden Betrieb zeitlich nicht mehr möglich. Zudem gilt es zu unterscheiden inwiefern eine schnelle (dynamische) oder eine langsame (quasistationäre) Blindleistungsbereitstellung erforderlich ist. Die schnelle Blindleistungsbereitstellung ist hier jedoch von den anderen NF-SDL *Kurzschlussstrom* und *Dynamische Blindstromstützung* zu unterscheiden (vgl. [15]).

Da die Spannungshaltung jedem einzelnen Netzbetreiber obliegt, ist jeder Netzbetreiber angehalten, seinen individuellen Bedarf an Blindleistung (schnell und langsam) zu bestimmen und diesen durch eine entsprechende Beschaffung über die drei Säulen zu decken. Netzbetreiber, die mehrere Spannungsebenen bewirtschaften, sollten die Bedarfe differenziert nach den Spannungsebenen ermitteln. Dabei muss berücksichtigt werden, dass insbesondere in der Mittel- und Niederspannungsebene die Bedarfe i.d.R. ausschließlich anlassbezogen ermittelt werden, sodass auch nur anlassbezogen ein Bedarf ausgewiesen werden kann. Dies verdeutlicht bereits, dass sich die

Bedarfsbestimmung insbesondere im Verteil- und Übertragungsnetz durchaus unterscheiden können, weshalb die Darstellung im Folgenden entsprechend differenziert wird.

5.2.1. Übertragungsnetz

Wie bei der Beschaffung muss auch bei der Bedarfsbestimmung zwischen operativer und investiver Dimension differenziert werden. Operativ sind nur vorhandene Potenziale nutzbar, das heißt es wird ein konkreter zeitlich aufgelöster Bedarf an Blindarbeit bestimmt. Investiv steht hingegen i.d.R. die Frage im Fokus, ob ausreichend Kapazitäten mit entsprechender technischer Fähigkeit (z.B. für schnelle Blindleistungserbringung) vorhanden sind.

Langfristige Bedarfsbestimmung

Im Bereich der Übertragungsnetzbetreiber findet bereits heute eine langfristige Bedarfsbestimmung für neue Blindleistungsquellen im Rahmen des Netzentwicklungsplanes statt. ÜNB sind hier verpflichtet gemäß §12a und b EnWG alle zwei Jahre einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan (NEP) zu erstellen. Dieser beinhaltet neben dem Zeitplan notwendiger Netzausbaumaßnahmen unter anderem auch die Abschätzung der langfristigen Entwicklung des Bedarfs an Blindleistungskapazitäten im Übertragungsnetz. Bei der Bedarfsbestimmung werden sowohl stationäre Untersuchungen als auch ausgewählte dynamische Untersuchungen durchgeführt. Letztere sind sowohl für die Bestimmung des Blindleistungsbedarfs im Fehlerfall als auch für Stundenwechsel erforderlich, wobei insbesondere die Untersuchung im Fehlerfall in den Bereich der *dynamischen Blindstromstützung* fällt und damit nicht Gegenstand dieses Beschaffungsmodells ist.

Bedarfsbestimmung des langfristigen Bedarfs grundsätzlich am Turnus des NEP-Prozesses orientiert. Die Gutachter empfehlen die Bestimmung des langfristigen Bedarfs an Blindleistungskapazitäten und damit den Turnus der Bedarfsbestimmung weiterhin am NEP zu orientieren. Damit legen die ÜNB alle zwei Jahre den Bedarf an Blindleistungskapazität für einen Zeitraum von mindestens zehn Jahren und höchstens 15 Jahren fest. Hier wird ein Bedarf in Fünfjahres-schritten festgelegt. Je nach Jahr der Erstellung bedeutet dies, dass entweder der Bedarf für das identische Zieljahr aktualisiert wird oder der Bedarfsbestimmungszeitpunkt um fünf Jahre in die Zukunft

verschoben wird. Der Bedarf des ÜNB ergibt sich folglich aus dem zuletzt aktualisierten NEP für das entsprechende Zieljahr³¹. Bzgl. der kurzfristigeren, aber immer noch langfristigeren Zeithorizonte für den Zeitraum ab fünf Jahren in der Zukunft sind zudem die Ergebnisse der Bedarfsanalyse (BA) zu berücksichtigen. In der BA werden die zukünftigen Blindleistungsbedarfe basierend auf den Ergebnissen des NEPs auf Basis eines aktualisierten und verdichteten Informationsstandes für den Zeithorizonten von in fünf bis in acht Jahren geprüft, ggf. angepasst und feingranularer ausgewiesen. Auf diese Weise sollen hohe zusätzliche Aufwände beim ÜNB und damit Transaktionskosten vermieden werden. Die gutachterliche Empfehlung ist hier jedoch nicht als bindend anzusehen. Die finale Entscheidung sollten den ÜNB obliegen, da die Bedarfsbestimmung (und Deckung) im Hoheitsgebiet der ÜNB liegt.

Durch die Anforderung an das in diesem Dokument beschriebene Beschaffungskonzept muss der jeweilige ÜNB bei der Bedarfsbestimmung eine Unterscheidung des Bedarfs in eine schnelle und eine langsame Form der Blindleistungsbereitstellung zur statischen Spannungshaltung explizit vornehmen. Dabei gilt es die Abgrenzung zu weiteren NF-SDL (*Kurzschlussstrom* und *dynamische Blindstromstützung*) zu beachten. Die methodische Abgrenzung ist durch die ÜNB in nachvollziehbarer Form darzulegen. Dabei kann sich der Bedarf an schneller Blindleistung beispielsweise durch die Berücksichtigung von Stundenwechseln ergeben.

Pooling von Übertragungsnetzknotten bei der Bedarfsausweisung wird empfohlen. Darüber hinaus sollte der ÜNB eine Ausweisung seines Blindleistungsbedarfes in einer räumlich feiner aufgelösten Form als auf der gesamten Regelzonenebene vornehmen, um den Bedarf transparent gegenüber möglichen Marktteilnehmer darzustellen. In der maximalen Auflösung des Bedarfes ist hier die Netzknotenebene denkbar. Die Gutachter empfehlen jedoch ein Pooling von Übertragungsnetzknotten, sofern die Lokalität des Bedarfs dies zulässt. Ein Maß kann hier z.B. die elektrische Distanz der Knoten sein. Eine Möglichkeit besteht zudem in der Ausweisung des Bedarfs auf

³¹ Zur Beschaffung des identifizierten Bedarfs darf der Netzbetreiber die Werte zwischen den Jahren in geeigneter Weise (bspw. lineare Interpolation) ermitteln

Netzgruppenebene der ÜNB. Die Gutachter empfehlen hier eine einheitliche und abgestimmte Vorgehensweise der ÜNB. Als Leitlinie sollte dabei der Ansatz „so detailliert wie nötig (zur Deckung des Bedarfs) so aggregiert wie möglich (viele potenzielle Anbieter)“ verfolgt werden. Ohne den Inhalten von Abschnitt 5.5.1 zur Scheibe I vorweggreifen zu wollen, sei hier jedoch angemerkt, dass die ÜNB bei der Bedarfsbestimmung bzw. der zugehörigen räumlichen Aggregation des Bedarfs berücksichtigen sollten, dass Blindleistungserbringer von „benachbarten“ Knoten nicht ohne nachvollziehbare technische Begründung (Engpässen, zu geringe Sensitivität, etc., vgl. nachfolgenden Absatz) vernachlässigt werden können. Gleichzeitig ist die ökonomische Gewichtung der Beiträge bei der nachgelagerten Bedarfsdeckung zulässig und sinnvoll.

Technische Restriktionen berücksichtigen. Da der Blindleistungsbedarf jedoch sehr lokal sein kann, gilt es folgende Einschränkung zu beachten: Bei der späteren Bezuschlagung von Geboten kann in begründeten Fällen ein Angebot nicht berücksichtigt werden, wenn ein Pooling von Netzknoten vorgenommen wurde. Dies ist nur dann der Fall, wenn technische Restriktionen (z.B. Leitungsengpässe) und damit die Lokalität innerhalb des gepoolten Gebietes dies erfordern. Beim Pooling ist darauf zu achten, dass diese notwendigen Ausnahmen Einzelfälle darstellen, anderenfalls ist kein Pooling (bzw. kein Pooling in der gewählten Form) möglich. Diese Restriktion ist vom ÜNB nachvollziehbar zu dokumentieren, eine Veröffentlichung gegenüber der Marktteilnehmer wird nicht vorgesehen. Auf Verlangen darf die BNetzA die Unterlagen jedoch einsehen.

Berücksichtigung von VNB und erfolgreichen Geboten. Für die Bewertung des Blindleistungsbedarfs sind die unterlagerten Netze in geeigneter Weise zu berücksichtigen. Hier empfehlen die Gutachter mind. eine Berücksichtigung des historischen Blindleistungsaustausches zwischen ÜNB und HS-Netzbetreiber (vgl. Kapitel 7). Auch hier ist ein Pooling von Übergabepunkte möglich, sofern dies technisch begründbar und effizient i.S. der Reduktion von Blindleistungsringflüssen ist. Ferner empfehlen die Gutachter, bereits bezuschlagte Gebote (sofern vorhanden) der langfristigen Beschaffung im Rahmen der Bedarfsbestimmung zu berücksichtigen (vgl. Scheibe I in Abschnitt 5.5.1 sowie ggf. langfristige vertikale Blindleistungsbereitstellung durch den nachgelagerten Netzbetreiber in Unterkapitel 4.4).

Der ÜNB hat seinen langfristigen Bedarf in geeigneter Weise zu veröffentlichen. Dabei muss er den Bedarf so ausweisen, dass ein fachkundiger Anbieter von Blindleistung den Bedarf nachvollziehen kann. Konkret tut er dies im Rahmen der Ausschreibung zur marktlichen Beschaffung von Blindleistung (vgl. Abschnitt 5.5.1, Scheibe I). Zur besseren Einordnung seinen an dieser Stelle bereits denkbare Kriterien der Ausschreibung skizziert: maximale Blindleistung, Einordnung des zeitlichen Verlaufs (z.B. Differenzierung Werktags und Wochenende), Lieferzeitraum, Lieferdauer.

Die Veröffentlichung kann z.B. über eine gemeinsame Homepage der ÜNB erfolgen (bspw. analog zu www.regelleistung.net). Dabei sollten folgende Aspekte berücksichtigt werden (vgl. hierzu aber auch Abschnitt 5.5.1, Scheibe I).

- Bedarf Q mit unterschiedlichen Kriterien
- Differenzierung schnelle und langsame Blindleistung
- Darlegung der Lokalität des Bedarfs
- Darlegung eines ggf. zusätzlichen Bedarfs gegenüber dem Turnus des aktuellsten NEP für das Zieljahr oder eines Zwischenjahres
- Erläuterung zur Differenzierung schnelle und langsame Blindleistung

Kurzfristige Bedarfsbestimmung

Neben der langfristigen Bedarfsbestimmung (der Kapazitäten – planerische Perspektive) im Rahmen des Netzentwicklungsplan hat die Bedarfsbestimmung gemäß SOGL Art. 72, 73 und 74 auch Year-Ahead, Week-Ahead, Day-Ahead sowie im Intraday- und echtzeitnahen-Zeitbereich im Rahmen der Sicherheitsanalysen zu erfolgen. Dies betrifft insbesondere auch die Vorhaltung³² und den Abruf im kurzfristigeren Betrachtungszeitraum. Hierzu sind die Spannungen und Leistungsflüsse auf geeignete Weise innerhalb der jeweiligen Regelzone zu ermitteln. Im Rahmen der eher kurzfristigen Analysen Week-Ahead bis Intraday wird der notwendige Bedarf zur

³² Eine Bedarfsbestimmung der Vorhaltung ist dabei im Rahmen dieses Berichts nicht relevant, da eine Beschaffung der Vorhaltung nicht zielführend bzw. nicht an den Regelungen der StrommarktRL zu messen ist (vgl. Unterkapitel 3.5)

Vorhaltung der Blindleistung ermittelt. Künftig erscheint eine Kopplung der Bedarfsbestimmung an die Prozesse des Redispatch 2.0, die bis zum 1.10.2021 umgesetzt werden sollen, als ein möglicher Anknüpfungspunkt, der weiter untersucht werden sollte. Insbesondere wird in diesem Zusammenhang geprüft, ob ausreichend Blindleistungsquellen in den kommenden Tagen und Stunden zur Bedarfsdeckung zur Verfügung stehen, d.h. vorgehalten werden. Ist dies nicht der Fall kann der ÜNB u. a. spannungsbedingten Redispatch (ggf. auch via Netzreserve) anordnen. Da dieser jedoch in Deutschland nicht an den Regelungen für NF-SDL gemäß Art. 31 und 40 der StrommarktRL zu messen ist, wird dies an dieser Stelle nicht weiter vertieft. Die Intraday und echtzeitnahe Analyse der Netzregion dient der Bestimmung des Bedarfs des Abrufs von Blindleistung.

Individuell auszugestalten durch ÜNB. Die betriebliche Optimierung des Abrufes sollte nach wie vor dem jeweiligen ÜNB obliegen, sodass die Gutachter keine Empfehlung bzgl. der kurzfristigen Bedarfsermittlung durch den ÜNB aussprechen.

5.2.2. Verteilnetz

Wie bei der Beschaffung muss auch bei der Bedarfsbestimmung zwischen operativer und investiver Dimension differenziert werden. Operativ sind nur vorhandene Potentiale nutzbar, das heißt es wird ein konkreter zeitlich aufgelöster Bedarf an Blindarbeit bestimmt. Investiv steht hingegen i.d.R. die Frage im Fokus, ob ausreichend Kapazitäten mit entsprechender technischer Fähigkeit (z.B. für schnelle Blindleistungserbringung) vorhanden sind.

Langfristige Bedarfsbestimmung

Ein umfassender institutionalisierter Planungsprozesse (zur planerischen Bedarfsbestimmung der Blindleistungskapazität) analog zum NEP existiert auf Verteilnetzebene insbesondere in den unteren Netzebenen bisher nicht (Stand 03/2021). In der HS-Ebene sind die Betreiber nach § 14 Abs. 1b EnWG verpflichtet eine Netzausplanung durchzuführen. Jährlich sind hier Netzkarten mit potenziellen Engpassregionen und die Planungsgrundlagen zur Entwicklung von Ein- und Ausspeisung in den nächsten 10 Jahren sowohl auf Ihren Internetseiten zu veröffentlichen als auch an die Regulierungsbehörde zu übermitteln. Die Berichtspflicht umfasst auch die Ausweisung konkreter Maßnahmen in den nächsten 5 Jahren und die vorgesehenen

Maßnahmen für die weiteren 5 Jahre. Diese Ausweisung von Maßnahmen umfasst auch Maßnahmen zur Blindleistungsbereitstellung. Damit existiert bereits ein Prozess zur Bedarfsbestimmung inklusive der Veröffentlichungspflicht zur Ausweisung von geplanten Maßnahmen. Aus Sicht der Gutachter ist eine Anpassung dieses Prozesses nicht erforderlich. Letztlich wird der jeweilige Netzbetreiber auf Basis des 3-Säulen-Konzeptes den identifizierten Bedarf decken und die Maßnahme, sofern es sich um eine VINK handelt, entsprechend ausweisen. Eine anlassbezogene Feststellung eines Blindleistungsbedarfes, wie sie in den unteren Netzebenen üblich ist, ist zudem möglich und teilweise sinnvoll. Hierbei gilt es zu bedenken, dass die Planung der Versorgungsaufgabe in der HS-Ebene durch den Wunsch von potentiellen Netzkunden durchaus sehr volatil sein kann [16]. Die Unsicherheit von Ort, Menge und dem Zeitpunkt eines möglichen Netzanschlusses sind hier wesentliche Einflussfaktoren. Allein aus diesem Grund sollte eine anlassbezogene Bestimmung des Blindleistungsbedarfes weiterhin Bestandteil bleiben. Praktische Erfahrungen und Gutachten zeigen jedoch auch wie wichtig hier die Koordination zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern ist. Eine Koordination von Hochspannungsnetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreibern ist ebenfalls bereits gelebte Praxis, jedoch nicht einheitlich und verpflichtend. Daher betonen die Gutachter hier die Wichtigkeit eines regelmäßigen Austausches, der in Bezug auf Blindleistung jährlich durchgeführt werden sollte. Für die Transparenz sind die bereits bestehenden Veröffentlichungspflichten wichtig. Hier hat sich in der Vergangenheit eine große Heterogenität bei den Netzbetreibern gezeigt, die nicht immer den Anforderungen genügen [16]. Hier ist zum Beispiel die Veröffentlichung von möglichen Kosten für eine Maßnahme zu nennen.

In der MS- und NS-Ebene existiert heute (Stand 03/2021) kein ähnlicher institutionalisierter Prozess. Daher ist eine turnusmäßige Bedarfsbestimmung nicht verpflichtend vorgesehen. Dennoch prüfen VNB in regelmäßigen Abständen bzw. insbesondere anlassbezogen, ob zusätzliche Blindleistungskapazitäten in ihrem Netz benötigt werden, da der jeweilige Netzbetreiber für seine Spannungshaltung verantwortlich ist. In der Mittel- und Niederspannung erfolgt die Überprüfung individuell durch den jeweiligen Netzbetreiber insbesondere dann, wenn Verletzungen der Spannungsgrenzwerte identifiziert wurden bzw. neue Anschlussbegehren vorliegen. Grundsätzlich werden diese Überprüfungen mittels Leistungsflussrechnungen durchgeführt,

wobei die Komplexität der Berechnung und des eingesetzten Verfahrens mit der Nennspannung der Netzebene abnimmt. Für die Niederspannung liegen bspw. oftmals keine digitalisierten und direkt rechenfähigen Netzmodelle vor. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Planung der Mittel- und Niederspannungsnetze i.d.R. losgelöst voneinander erfolgt und dass, das zur Verfügung stehende Spannungsband von $\pm 10\%$ zwischen den Netzebenen und der Netzumspannungsebene aufgeteilt wird.

Bedarfsbestimmung im Verteilnetz ist und bleibt ereignisorientiert. Der Bedarfsbestimmungsprozess hinsichtlich erforderlicher Kapazitäten im Verteilnetz ist insbesondere in der MS- und NS-Ebene heute vorwiegend ereignisbezogen. Aus Sicht der Gutachter ist daher ein fester Prozess im Sinne eines definierten Zeitplans über die bestehenden Prozesse hinaus nicht zielführend. Damit obliegt der Turnus des Bedarfsbestimmungsprozess immer dem jeweiligen Netzbetreiber. Zudem haben VNB aufgrund des ARegV Benchmarkings ohnehin einen gewissen Anreiz die Bedarfsbestimmung effizient durchzuführen.

Im Zuge des Bedarfsbestimmung empfehlen die Gutachter das Blindleistungsverhaltens der Betriebsmittel und auch das Verhalten von Anlagen gemäß der individuellen TAB zu berücksichtigen. Dabei sollten auch Anlagen und Netzbetriebsmittel berücksichtigt werden, die zum jeweiligen Zeitpunkt (erwartbar) im Netz sein werden. Treten dennoch Grenzwertverletzungen auf oder können sonstige vertragliche Grenzen nicht eingehalten werden, ergibt sich ein entsprechender Bedarf an Blindleistungskapazitäten. Aufgrund der hohen Lokalität des Blindleistungsbedarfes und des abnehmenden Ver Verschungsgrades mit abnehmender Nennspannung ist eine allgemeine Aussage bezüglich des Poolings von Bedarfen im Verteilnetz nicht möglich. Grundsätzlich ist dies aber zulässig und wird sogar empfohlen, solange die Lokalität des Blindleistungsbedarfes berücksichtigt wird. Hier obliegt es dem zuständigen VNB eine nachvollziehbare Methodik anzuwenden. Ein Maß kann hier z.B. die elektrische Distanz der Knoten sein. Das Pooling von Knoten betrifft insbesondere die Hochspannungsebene und dort vor allem auch die Verknüpfungspunkte zum unterlagerten Verteilnetzbetreiber. Der VNB sollte dazu verpflichtet sein (bzw. ist es bereits heute gemäß seiner Pflichten zum sicheren und effizienten Netzbetrieb), seinen Bedarf in nachvollziehbarer Weise zu dokumentieren. Eine zusätzliche Ausweisung oder

Prüfung des Bedarfs erscheint jedoch aufgrund der hohen zu erwartenden Transaktionskosten nicht sinnvoll. Dies ist insbesondere mit der hohen Anzahl an Knoten im gesamten Verteilnetz und den andernfalls anfallenden hohen Transaktionskosten zu begründen. Im Falle eines Bedarfs kann der Verteilnetzbetreiber direkt auf mögliche Anbieter für bilaterale Absprachen zugehen. Eine Veröffentlichung des Einzelbedarfs je Knoten ist aufgrund der zu erwartenden Anbieterzahl und des Leistungsumfangs im Verhältnis zu den Transaktionskosten nicht zielführend. Der bilaterale Austausch schließt explizit auch den unterlagerten Verteilnetzbetreiber mit ein und muss grundsätzlich diskriminierungsfrei gestaltet werden. Bei der Bedarfsbestimmung im eigenen Netzgebiet sind die unterlagerten Netzbetreiber in geeigneter Weise zu berücksichtigen.

Kurzfristige Bedarfsbestimmung

Die Verantwortung für die betriebliche Optimierung der Blindleistungsvorhaltung³³ und des Abrufes liegt bei jeweiligen Verteilnetzbetreibern. Damit entscheidet der Netzbetreiber, welche Anlagen/Marktteilnehmer er für die Blindleistungsbereitstellung einsetzt. Hierfür hat er eine nachvollziehbare Methodik anzuwenden und zu dokumentieren. Dies folgt analog bzw. in Orientierung zu/ an anderen bekannten Prozessen wie z.B. der BDEW-Kaskade. Gerade die aktuelle Einführung des Redispatch 2.0 scheint hier einen prozessual sinnvollen Anknüpfungspunkt zu bieten, da dort eine flächendeckende Vorschau der Netzsituation bei den Verteilnetzbetreibern implementiert wird („Netzzustandsanalyse“)³⁴. Dies sollte künftig weiter untersucht werden. Durch die Anforderung an das in diesem Dokument beschriebene Beschaffungskonzept muss der jeweilige Verteilnetzbetreiber grundsätzlich analog zum Übertragungsnetzbetreiber bei der Bedarfsbestimmung eine Unterscheidung des Bedarfs in eine schnelle und eine langsame Form der Blindleistungsbereitstellung

³³ Eine Bedarfsbestimmung der Vorhaltung ist dabei im Rahmen dieses Berichts nicht relevant, da eine Beschaffung der Vorhaltung nicht zielführend bzw. nicht an den Regelungen der StrommarktRL zu messen ist (vgl. Unterkapitel 3.5)

³⁴ Zumindest bei allen Verteilnetzbetreibern, die eigene Wirkleistungsengpässe nicht ausschließen können. Perspektivisch wird eine solche Netzzustandsanalyse vermutlich aber „Standard“ werden.

zur statischen Spannungshaltung explizit vornehmen. Praktisch erfolgt heute jedoch keine Bedarfsbestimmung für die schnelle Form der Blindleistung, da kein Bedarf gesehen wird. Hier sei explizit noch einmal angemerkt, dass dies nicht auf die *dynamische Blindstromstützung* zutrifft, die eine zentrale Rolle insbesondere im Fehlerfall bei der Spannungshaltung im Verteilnetz einnimmt, jedoch nicht marktlich zu beschaffen ist (vgl. Arbeit der Gutachter zur Effizienzprüfung der marktlichen Beschaffung von NF-SDL [1]). Sofern der jeweilige Verteilnetzbetreiber keinen Bedarf an dynamischer Blindleistung sieht, ist eine separate Ausweisung somit auch nicht erforderlich. Andernfalls ist eine methodisch nachvollziehbare Abgrenzung (quasi-stationär und dynamisch) durch den VNB darzulegen.

5.3. Nieder- und Mittelspannung

In diesem Unterkapitel wird die Ausgestaltung der marktlichen Beschaffung in der Nieder- und Mittelspannung diskutiert. Aufgrund der technischen Vergleichbarkeit der Mittel und Niederspannung hinsichtlich des Blindleistungsbedarfs und -erbringung sowie der messtechnischen Durchdringung ist die Ausgestaltung der Säule B des 3-Säulen-Konzepts für die Mittel- und Niederspannung identisch. Daher werden diese im Folgenden gemeinsam behandelt.

Freie Ausgestaltung. Die Ausgestaltung der marktlichen Beschaffung auf der NS und MS ist frei verhandelbar, solange die Grundsätze der StrommarktRL eingehalten werden. Dies schließt theoretisch auch die Berücksichtigung des NS-VNB in der Säule B des MS-VNB ein, sollte die vertikale Blindleistungsbereitstellung in dieser verortet werden (vgl. Kapitel 7). Hier sind vereinfachte Ansätze analog zum Austausch zwischen ÜNB und HS-Netzbetreiber denkbar (vgl. Unterartikel 4.4 bzw. 5.6). Aufgrund der mannigfaltigen Situationen in der MS und NS ist es aus der Sicht der Gutachter allerdings nicht sinnvoll, ein standardisiertes Verfahren vorzugeben. Vielmehr sollten standardisierte Produkte in Anlehnung an die Blindleistungserbringung gemäß den TAR erarbeitet werden. Diese entspricht dem heutigen Bedarf der Netzbetreiber und ist transparent für alle potenziellen Anbieter einsehbar. Uneingeschränkt können jedoch auch bedarfsgerechte individuelle Vereinbarungen getroffen werden. Bei der empfohlenen offenen Ausgestaltung von Säule B ist die Rolle von Innovationen hervorzuheben, sowie die Innovationskraft der beteiligten Stakeholder, die flexible und angepasste Verfahren entwickeln können.

Produkte, die sich als effizienzsteigernd erweisen, können auch zu Standardisierungseffekten führen.

Praktisch insbesondere außerhalb der einforderbaren TAB relevant. Da allerdings für die meisten Fälle eine regulierte Vergütung von null vorgesehen ist, spielt die Säule B auf der eigenen Spannungsebene des Netzbetreibers zunächst praktisch nur außerhalb der *einforderbaren TAB* eine Rolle (vgl. Abschnitt 3.3.2). Dies könnte sich bei einer steigenden Anzahl von Neuanlagen i.S. der systemdienlichen Neuanlagen aus Abschnitt 4.3.3 perspektivisch ändern und theoretisch sogar bis auf die NS-Ebene ausgeweitet werden.

Bedarfsgerechte Kapazitätsanforderung durch TAR. Ferner ist die herausragende Bedeutung der TAR bzw. der *einforderbaren TAB* im Kontext der NS zu betonen, insbesondere, solange die regulierte Vergütung null beträgt. In diesem Fall fehlt nicht nur der ökonomische Anreiz für den Netzbetreiber zur effizienten Abwägung³⁵ der Säule B entsprechend *Wirkmechanismus Kapazitätsanforderung* und *Wirkmechanismus Blindleistungsabruf*, sondern es sind auch Fehlanreize möglich. So könnten NS-Netzbetreiber besonders incentiviert sein, die *individuellen TAB* so hoch wie möglich zu setzen, um so in der Säule B des MS-Netzbetreibers anbieten zu können. Insbesondere bzgl. der Vermeidung von Überkapazitäten ist hier also sorgfältig bei der Ausarbeitung der *einforderbaren TAB* abzuwägen. Die Gutachter empfehlen daher die zyklische Überarbeitung und Anpassung der TAR fortzuführen und die Frequentierung bedarfsgerecht anzupassen. Zudem wurde die Möglichkeit der (geringfügigen und) „freiwilligen Wirkleistungsreduktion zugunsten der Blindleistung“ ausgiebig adressiert, um *Wirkmechanismus Kapazitätsanforderung* zu adressieren (vgl. Abschnitt 4.3.3).

³⁵ Dies impliziert nicht, dass Netzbetreiber diese Abwägung nicht dennoch oder nicht heute bereits treffen. Da Netzbetreiber jedoch betriebswirtschaftlich agierende Unternehmen sind, kann auch nicht ohne weiteres pauschal von einer Abwägung i.S. der volkswirtschaftlichen Effizienz ausgegangen werden.

5.4. Hochspannung

In diesem Unterkapitel wird die Ausgestaltung der Säule B des 3-Säulen-Konzepts für die Hochspannung dargestellt.

Freie Ausgestaltung. Die Ausgestaltung der marktlichen Beschaffung auf der HS ist frei verhandelbar, solange die Grundsätze der StrommarktRL eingehalten werden. Sofern entgegen der initialen Empfehlung der Gutachter die vertikale Blindleistungsbereitstellung (vgl. Kapitel 7) in Säule B eingeordnet wird, schließt dies auch die Berücksichtigung des MS-VNB in der Säule B des HS-Netzbetreibers mit ein. Hier sind vereinfachte Ansätze analog zum Austausch zwischen ÜNB und HS-Netzbetreiber denkbar (vgl. Unterkapitel 5.5). Aufgrund der mannigfaltigen Situationen ist es aus der Sicht der Gutachter allerdings nicht sinnvoll, ein standardisiertes Verfahren vorzugeben. Auch ist grundsätzlich kurzfristig – wenn überhaupt – nur eine geringe Partizipation der MS-Netzbetreiber zu erwarten. Daher empfehlen die Gutachter, auf die innovative Kraft des Marktes zu vertrauen sowie den Erfahrungsgewinn abzuwarten und erst bei größerer erwartbarer Partizipation der MS-Netzbetreiber ein standardisiertes Verfahren zu entwickeln (sofern dann sinnvoll). Im Falle der Einordnung der vertikalen Blindleistungsbereitstellung in Säule A, ist dieser Blindleistungsaustausch individuell und bilateral zwischen MS- und HS-Netzbetreiber frei auszugestalten. Dies impliziert auch mögliche Zahlungsströme. (vgl. Kapitel 7)

Standardisierte Produkte ggf. vorteilhaft. Bei der Ausgestaltung der marktlichen Beschaffung sind standardisierte Produkte in Anlehnung an die Blindleistungserbringung gemäß TAR, aber auch individuelle Einzelfalllösungen denkbar. Wichtig ist die Sicherstellung der Transparenz. Bei der empfohlenen offenen Ausgestaltung von Säule B ist die Rolle von Innovationen hervorzuheben, sowie die Innovationskraft der beteiligten Stakeholder, die flexible und angepasste Verfahren entwickeln können. Produkte, die sich als effizienzsteigernd erweisen, können auch zu Standardisierungseffekten führen.

Ausgestaltungsempfehlungen. Grundsätzlich empfehlen die Gutachter den Marktteilnehmern (Erzeuger, Speicher, Lasten, etc.) aber eine Vergütung des Blindleistungsabrufs (ähnlich der regulierten Vergütung in Säule A), ggf. ergänzt um eine Vergütung der Kapazität. Auch die dauerhafte Verfügbarkeit (Statcom-Fähigkeit) bspw. durch die Hinzunahme eines Speichers kann gesondert vergütet werden.

Eine darüberhinausgehende Vergütung der Vorhaltung ist hingegen aus Sicht der Gutachter nicht zielführend (vgl. Unterkapitel 3.5), da die Vorhaltekosten i.d.R. null sind.

Anreiz durch regulierte Vergütung. Aufgrund der regulierten Vergütung von Teilbereichen des Abrufs wird die Abwägung der Säule B durch die Netzbetreiber incentiviert. Gleichzeitig wägen die Anbieter, insbesondere wenn es mehrere potenzielle Blindleistungserbringer für einen (lokalen) Bedarf gibt, ab, ob und wie sie durch eine geschickte Vermarktung Zusatzerlöse erzielen können.

5.5. Höchstspannungsebene

In diesem Unterkapitel wird die Ausgestaltung der Säule B des 3-Säulen-Konzepts für die Höchstspannungsebene dargestellt. Als Ausgangsbasis für die weitere Ausgestaltung dient die Bewertung der regulatorisch-technischen Voraussetzungen gemäß Unterkapitel 4.2 für die HöS in Abschnitt 4.2.3.

Dabei ist aufgrund der Notwendigkeit eines ex-ante Vergleichsprozesses zwischen den Säulen B und C (vgl. Abschnitt 4.2.3) eine differenzierte Betrachtung der Säule B der HöS notwendig, wobei zwischen der

- langfristigen marktlichen Beschaffung in Scheibe I und der
- kurzfristigen marktlichen Beschaffung in Scheibe II

differenziert wird.

Wird die vertikale Blindleistungsbereitstellung zwischen HS-Netzbetreiber und ÜNB der Säule B zugeordnet, ist zudem eine **Scheibe III** für HS-Netzbetreiber (vertikale Beschaffung bzw. kurzfristiger Ausgleich zwischen Netzbetreibern) vorgesehen, in der der grundsätzlicher Austausch i.S.v. „Unterstützen nach Können und Vermögen“ zwischen ÜNB und HS-Netzbetreiber erfolgt. Ergänzend zum Status quo empfehlen die Gutachter jedoch diesen Austausch zu systematisierung und jährlich verpflichtend durchzuführen. Weitere Details werden in Abschnitt 7.3.2 in Kontext der Rollen des HS-Netzbetreibers beschrieben. Die Scheibe III ist folglich nicht als marktliche Beschaffung im eigentlichen Sinne einzustufen, sondern komplettiert die Scheibe I und Scheibe II für den nachgelagerten Netzbetreiber, wenn dieser sich weder an der kurzfristigen nach langfristigen marktlichen Beschaffung der HöS-Ebene beteiligen

möchte. In dieser Scheibe III würde *ein passiver* HS-Netzbetreiber (vgl. Abschnitt 7.3.2) agieren.

Freie Marktteilnahme. Generell steht allen Technologien (Erzeugern, Lasten, Speichern, etc.) die Teilnahme an der Säule B der HöS frei. Aggregatoren können ihre Anlagen der HöS in Form ortsbezogener Gebote entsprechend der räumlichen Anforderungen des ÜNB gebündelt gegenüber diesem vermarkten. Eine vertikale Vermarktung ist aufgrund der zu berücksichtigenden technischen Restriktionen des unterlagerten VNB nicht vorgesehen, sodass wir empfehlen, dass Aggregatoren in der HöS nur Anlagen mit direktem Netzanschluss in der HöS vermarkten können. Die Rolle und Möglichkeiten von Aggregatoren werden jedoch in Unterkapitel 6.4 gesondert diskutiert. Die aufgeführten technischen Restriktionen, sowie die Herleitung, weshalb eine vertikale Blindleistungsbereitstellung nur über den HS-Netzbetreiber erfolgen kann werden in Kapitel 7 adressiert.

Einordnung von VINK. Ex-ante Vergleichsprozess stellt Abwägung der marktlichen Beschaffung sicher. Risiko von Effizienzverlusten unwahrscheinlich und allenfalls marginal möglich. Aus Sicht der Gutachter sind VINK grundsätzlich geeignete Blindleistungsquellen für Netzbetreiber, teilweise sogar die einzige Option zur Deckung einzelner (oder lokaler) Bedarfe. Das vorgestellte Beschaffungskonzept schließt weder einzelne Beschaffungsoptionen aus noch präferiert es diese. Ziel ist es eine effiziente Abwägung zwischen allen möglichen Beschaffungsoptionen (Säule A, B und C) durch die Netzbetreiber zu incentivieren. Daher betonen die Gutachter, dass VINK als solche pauschal weder eine ineffiziente und zu vermeidende noch eine effiziente und zu präferierende Art der Blindleistungsbeschaffung sind, sondern das grundsätzlich immer alle vorhandenen Optionen geprüft werden sollen. Ist der VINK die effizienteste Beschaffungsoption, so sollte der Bedarf auch durch diesen gedeckt werden – mithin ist der VINK in diesem Fall gegenüber den anderen Optionen zu präferieren. Sind andere Beschaffungsoptionen, also die marktliche Beschaffung oder die Beschaffung über technische Anschlussrichtlinien und die Netzbetreiberkoordination effizienter, wären diese wiederum gegenüber dem VINK zu präferieren. Diese Abwägung muss fallspezifisch getroffen werden. Ein ex-ante Vergleichsprozess stellt dies aus Sicht der Gutachter sicher.

Ebenso kann der vorgeschlagene ex-ante Vergleichsprozess (wenn überhaupt) nur durch zusätzliche Transaktionskosten zu Effizienzverlusten führen. Dieses Risiko ist als sehr gering einzustufen, da es sich grundsätzlich um eine begrenzte Anzahl von Anlagen bzw. VINK handelt. Zudem kann dieses Risiko durch geeignete Ausnahmeregelungen weiter minimiert werden. Demgegenüber steht die systematische Incentivierung der Netzbetreiber zur Hebung des *Effizienzpotenzials VINK-Substitution*.

Einordnung des Steinkohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KVBG). Die Möglichkeit in § 26 Abs 4 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG), Steinkohleanlagen (in rotierende Phasenschieber) umzurüsten, falls diese endgültig stillgelegt werden sollen aber (auch ohne Umrüstung) als systemrelevant eingestuft würden, wird aus Sicht der Gutachter durch das Beschaffungskonzept nicht unmittelbar tangiert. Zum einen ist der Nachweis der Systemrelevanz aus Gutachtersicht ein Äquivalent dazu, dass die marktliche Beschaffung im Vorfeld ausgeschlossen werden kann bzw. als ineffizient einzustufen ist. Zum anderen wird in § 26 Abs. 4 KVBG explizit auf § 12 Abs. 1 Satz 2 Nummer 8 des KVBG verwiesen, in dem betont wird, dass der Anlagenbetreiber sich verpflichtet, seine Anlage „für maximal acht Jahre ab dem Zeitpunkt, zu dem das Verbot der Kohleverfeuerung für die bezuschlagte Steinkohleanlage wirksam wird, zur Verfügung zu stellen“. Folglich könnte es unter Umständen zwar sein, dass der Blindleistungsbedarf für bis zu 8 Jahre durch die umgerüsteten Anlagen gedeckt wäre und es (theoretisch) günstigere Alternativen der marktlichen Beschaffung gäbe. Allerdings wird der Bedarf spätestens 8 Jahren später durch andere VINK oder die marktliche Beschaffung gedeckt werden müssen, so dass das Beschaffungskonzept bzw. der ex-ante Vergleichsprozess dann greift. Die Gutachter sehen daher nach erster Einschätzung keinen zwingenden Handlungsbedarf, den (mühsam erarbeiteten) Gesetzestext des KVBG anzupassen.

Nachfolgend werden die verschiedenen Scheiben der Säule B der HöS dargestellt.

5.5.1. Scheibe I: langfristige marktliche Beschaffung

Aufgrund der nicht erfüllten regulatorisch-technischen Voraussetzung V3 (vgl. Abschnitt 4.2) empfehlen die Gutachter einen ex-ante Vergleichsprozess von VINK und marktlicher Beschaffung.

Identifiziert der ÜNB in seiner Mittel- bis Langfristplanung den Bedarf, eine VINK zu errichten, sehen die Gutachter eine verpflichtende Ausschreibung zur Deckung des Bedarfs vor, in der sich alle qualifizierten Marktteilnehmer beteiligen können. Der auszuschreibende Bedarf kann dabei grundsätzlich durch zwei Gründe induziert werden. Einerseits können (weitere) Blindleistungskapazitäten zur Bedarfsdeckung benötigt werden. Andererseits ist es möglich, dass der ÜNB davon ausgeht, dass die künftig vorhandenen Blindleistungsquellen durch kostengünstigere Alternativen ersetzt werden sollten. Die Gutachter empfehlen, dass der ÜNB bei der Bedarfsbestimmung die unterlagerten Netze in geeigneter Weise berücksichtigt. Ggf. vorhandenen (und noch nicht nutzbar gemachte) Potenziale der VNB sollten bei der Bedarfsprognose jedoch nicht berücksichtigt werden. Diese können die VNB dann wiederum im Rahmen der vertikalen Blindleistungsbereitstellung für den ÜNB nutzbar machen (vgl. Kapitel 7 für die Diskussion, sowie Unterkapitel 4.4 bzw. Unterkapitel 5.6 für die mögliche Ausgestaltung). Beiträge von bezuschlagten Anbietern von bereits erfolgten Ausschreibungen der Scheibe I sollten hingegen in der Bedarfsbestimmung berücksichtigt werden, da diese den Bedarf langfristig und gesichert reduzieren. Für weitere Ausführungen zur Bedarfsbestimmung durch den Netzbetreiber sei auf Abschnitt 5.2.1 verwiesen.

Nachfolgend wird die Ausgestaltung der langfristigen marktlichen Beschaffung auf der HöS beschrieben. Der Übersichtlichkeit halber wird zunächst der zeitliche Ablauf des Prozesses dargestellt.

Detailvorschlag: Zeitlicher Ablauf der langfristigen marktlichen Beschaffung. Nachfolgend wird der zeitliche Ablauf der langfristigen marktlichen Beschaffung vorgestellt. Der zeitliche Ablauf orientiert sich dabei an der Errichtungsdauer einer VINK, sodass jederzeit sichergestellt ist, dass der Bedarf auch bei nicht ausreichendem Marktvolumen vollständig gedeckt werden kann. Abbildung 5-1 skizziert die relevanten Zeitpunkte und -Bereiche.

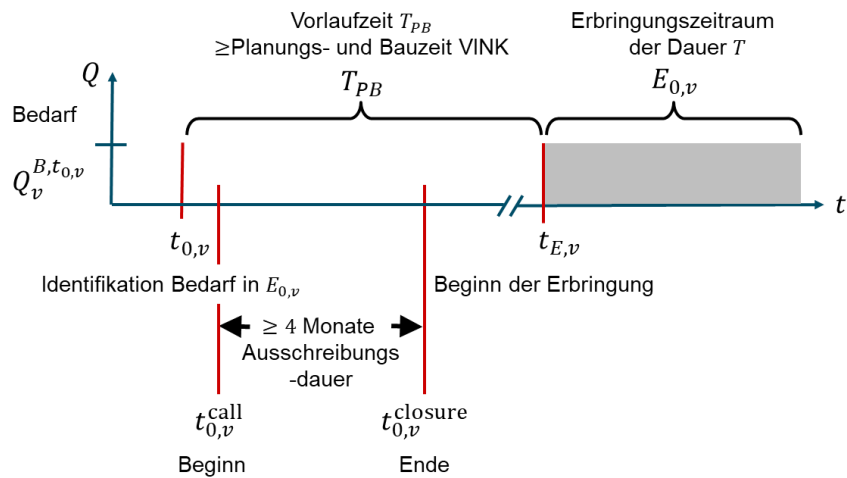


Abbildung 5-1 Zeitlicher Ablauf des VINK-Zubaus bei langfristiger marktlichen Beschaffung

Der Zeitpunkt, an dem der Bedarf der VINK v (allg. Blindleistungsbedarf) identifiziert wird, wird nachfolgend mit $t_{0,v}$ (Zeitpunkt der Bedarfsbestimmung) bezeichnet. Der Zeitpunkt der angedachten Inbetriebnahme bzw. der Beginn des Erbringungszeitraums (der Blindleistung) durch die VINK mit $t_{E,v}$ (Beginn des Erbringungszeitraums). Den Erbringungszeitraum, der in der Ausschreibung angegeben wird, wird mit $E_{0,v}$ (Erbringungszeitraum) bezeichnet. Dieser hat die Dauer T . Der zugehörige identifizierte Bedarf in $E_{0,v}$, welcher in $t_{0,v}$ bestimmt wurde, wird nachfolgend $Q_v^{B,t_{0,v}}$ (langfristiger Blindleistungsbedarf entsprechend der Prognose in $t_{0,v}$) genannt. Dieser beschreibt den Bedarf für alle Zeitpunkte t aus dem Zeitintervall $[t_{E,v}; \dots; t_{E,v} + T]$ in geeigneter Weise (bspw. nach Wochentag, Tageszeit, etc.)³⁶. Der Zeitraum T_{PB} zwischen $t_{0,v}$ und $t_{E,v}$ entspricht der Vorlaufzeit. Diese muss mindestens der Ausschreibungsdauer zzgl. der Planungs- und Bauzeit einer VINK ($T_{PB} \geq t_{E,v} - t_{0,v}$) entsprechen, weshalb nachfolgend die Begriffe Vorlaufzeit sowie Planungs- und Bauzeit nicht durch unterschiedliche Variablen gekennzeichnet werden. Dies ist notwendig, um sicherzustellen, dass der vorhandene Bedarf auch

³⁶ Soweit es nicht anders kenntlich gemacht wird, sind alle Zahlenangaben in Jahren zu verstehen. Der prognostizierte Bedarf ist dennoch in einer geeigneten zeitlichen Auflösung zu bestimmen, um die operativen Kosten der Gebote und des VINK (falls operative Kosten vorhanden sind) zu bewerten (s.u.).

dann sicher gedeckt werden, wenn die marktliche Beschaffung ohne Ergebnis bleibt und die Deckung durch einen VINK erfolgen muss.

Detailvorschlag: Empfehlungen zur Ausgestaltung der Ausschreibung. Die Ausschreibung sollte **mindestens** folgende Informationen beinhalten:

1. Den Netzbereich (Netzgruppe, Knoten, etc.; vgl. Unterkapitel 5.2) an dem der Bedarf vorliegt bzw. die VINK als Alternative errichtet werden soll.
2. Den Zeitpunkt $t_{E,v}$ sowie den Erbringungszeitraum $E_{0,v}$. Die Gutachter empfehlen für den Erbringungszeitraum eine Dauer von fünf Jahren. D.h. $T = 5$. Dies sollte einen angemessenen Kompromiss zur Schaffung von Investitionssicherheit für Bieter in der Säule B und einer aus ÜNB-Sicht erforderlichen hinreichenden Planungsgenauigkeit darstellen. Eine Validierung innerhalb der vorgeschlagenen Marktstudie (siehe auch Unterkapitel 6.5) wird allerdings empfohlen.
3. Eine oder mehrere Funktion(en), die den erwarteten induktiven und/oder kapazitiven Abruf der Blindleistung in Abhängigkeit von charakteristischen Parametern darstellt. Diese Parameter könnten z.B. die jeweiligen Zeitschritte innerhalb eines Jahres (Tag/Nacht, Wochentag, Stunden, etc., die jeweilige Last- und Einspeisesituation im Ausschreibungsgebiet (Netzgruppe bis Netzknoten) oder die jeweilige meteorologische Situation am Standort oder in der Umgebung des Standorts umfassen. Auch die Angabe von Typstunden oder Tagen o.ä. ist denkbar. Allerdings empfehlen die Gutachter, zunächst Erfahrungen in der kurzfristigen Beschaffung (Scheibe II) zu sammeln und basierend auf deren Evaluation die funktionalen Beschreibungen zu ermitteln.

Die Angabe von funktionalen Zusammenhängen wirkt grundsätzlich adäquater als die Angabe von vorgegebenen genauen Blindleistungsfahrplänen oder -fahrplankorridoren für einen längeren Zeitraum, welche einer Forderung nach Statcom-Fähigkeit nahekommen würde und zudem die zeitliche Variabilität der Erneuerbaren-Einspeisung und damit der auftretenden Netzsituationen auch innerhalb einer gegebenen Jahreszeit und Tageszeit ggf. nicht adäquat abbildet. Für Blindleistungsbedarfe, die keiner funktionalen Kausalität folgen und der Bedarfsfall nicht ausreichend

genau prognostiziert werden kann ist die Forderung nach Statcom-Fähigkeit hingegen zulässig und technisch notwendig. Dies könnte beispielsweise eine gewisse betriebliche Blindleistungskapazität für unvorhergesehene Ereignisse sein. Es ist jedoch wichtig zu betonen, dass Prognoseunsicherheiten (für einen Teilbereich des Bedarfs) keine ausreichende Begründung für die Forderung nach Statcom-Fähigkeit (für den gesamten Bedarf) sind. Unberührt davon bleibt die – aus Gutachtersicht – berechnete Forderung nach einem *bedarfsgerecht* definierten Maß an betrieblicher Reserve in Form von Statcom-Fähiger Kapazität.

4. Die Einreichungsfrist $t_{0,v}^{\text{closure}}$, bis zu der die Angebote der Ausschreibung eingegangen sein müssen. Diese muss mindestens vier Monate später als die Veröffentlichung der Ausschreibung zum Zeitpunkt $t_{0,v}^{\text{call}}$ sein:

$$t_{0,v} \leq t_{0,v}^{\text{call}} \leq t_{0,v}^{\text{closure}} - 4 \text{ Monate.}$$

Die Form der Veröffentlichung einer Ausschreibung in Scheibe I der HöS sollte einheitlich sein und könnte von der BNetzA festgelegt werden. Z.B. wäre eine gemeinsame Seite der ÜNB „Systemdienstleistungen.net“ analog zur Seite „Regelleistung.net“ vorstellbar. Weitere Ausführungen zur Ausschreibung des Bedarfs wurden bereits in Unterkapitel 5.2 diskutiert.

5. Die technischen Spezifikationen, die an den Blindleistungsabruf gestellt werden. Z.B. Regelverhalten, Zeitkonstanten, Einschwingverhalten, IKT Anforderungen. Ferner sollten auch Anforderungen an den Bieter im Live-Betrieb bestimmt werden. Bspw. sollte festgehalten werden, in welcher Form (Zeitpunkt, zeitliche Auflösung, Prognosehorizont) der Abruf erfolgt.

Generell ist eine missbräuchliche Ausgestaltung (z.B. bei den Spezifikationen entsprechend 3. oder 5.) der Ausschreibungen zu vermeiden. Missbräuchlich bedeutet in diesem Zusammenhang, dass Anforderungen definiert werden, die Marktteilnehmer ausschließen, diese Anforderungen jedoch praktisch nicht existieren. Dies bedeutet explizit nicht, dass Bedarfe nicht in der Form ausgewiesen dürfen werden in denen sie vorliegen, noch dass keine Sicherheitsmargen erhoben werden dürfen, sondern, dass keine Anforderungen definiert werden dürfen, die ausschließlich den gezielten Ausschluss von theoretisch qualifizierten Marktteilnehmern bezwecken. Dies erfordert

insbesondere eine technologieneutrale und diskriminierungsfreie Ausgestaltung wie im Rahmen der StrommarktRL gefordert.

Details der Erbringung bereits in der Ausschreibung festlegen.

Die Gutachter empfehlen bei der Ausschreibung der Blindleistungsbedarfe bereits die praktischen Details während der Blindleistungserbringung soweit wie möglich zu spezifizieren. Nachfolgende Auflistung dient als Orientierung der Aspekte, die während der Erbringung aus praktischer Sicht zu berücksichtigen sind. Die Auflistung ist dabei als Hilfe zu interpretieren, die jedoch bedarfsgerecht um weitere Aspekte ergänzt bzw. reduziert werden kann und soll. Die genaue Ausgestaltung hängt dazu praktisch vom individuellen Bedarf des ÜNB ab und kann folglich nicht ex ante zentral im Rahmen eines Beschaffungskonzepts parametrieren werden. Hier liegt die Kompetenz beim ÜNB. Die Gutachter empfehlen sich an den im Folgenden aufgeführten übergeordneten Fragestellungen (zentrale Ausgestaltungsmerkmal) zu orientieren. Die genannten Ausprägungen wie Zeiträume oder Fahrplanauflösungen deuten dabei lediglich den möglichen Lösungsraum an sind jedoch nicht als verbindlich zu interpretieren. Die Gutachter empfehlen dabei explizit sich nicht ex ante zentral auf eine (deutschlandweit gültige) Parametrierung festzulegen, sondern diese entsprechend des Bedarfs des ÜNB sowie der Erbringungsmöglichkeiten der HS-Netzbetreiber auszugestalten und so Raum für Entwicklungen zu lassen. Die o.g. Fragestellungen aus praktischer Sicht sind:

- Wie werden die Anforderungen des Blindleistungsaustauschs im Erbringungszeitraum übergeben an den HS-Netzbetreiber übergeben?
 - Z.B. Blindleistungsfahrplan, Blindleistungskorridor, Minimal- und Maximalwerte, etc.
- Wie werden Sollwert bzw. der gewünschte Blindleistungskorridor übergeben?
 - Q-Wert, U-Wert, etc.
 - Hierbei ist auch die Wechselwirkung mit lokalen Regelungen und insbesondere der Trafostufung zu beachten
- Für welchen Zeitraum/Prognosehorizont werden die Anforderungen des Blindleistungsaustausches übergeben?
 - Jahr, Monat, Woche, Tag, etc.

- In welcher zeitlichen Auflösung werden die Anforderungen des Blindleistungsaustausches übergeben?
 - Tag/Nacht, täglich, alle vier Stunden, jede Stunde, oder im 15-Minuten Raster
- Wann werden die Anforderungen des Blindleistungsaustausches übergeben?
 - Individuelle Ausgestaltung sollten jedoch mit ausreichend Vorlauf vorgenommen werden, z.B. bis 12 Stunden vor bei einem Prognosehorizont von 24 Stunden
- Sind Anpassungen der Anforderungen des Blindleistungsaustausches (bzw. des „Fahrplans“) im Live-Betrieb möglich? Und wenn ja, bis zu welchem Zeitpunkt vor der Erbringung sind diese möglich (z.B. bis zu vier Stunden vorher, oder bis zu 15 min vorher).

Nachfolgend werden weitere wichtige Aspekte der langfristigen Beschaffung, wie z.B. die Gebotsstruktur, die Bewertung der Gebote oder die Vertragslaufzeiten diskutiert:

Detailvorschlag: Die Gebote der Bieter innerhalb dieser Auktion **sind zweiteilig**. Diese enthalten eine jährliche Mindestvergütung (bspw. leistungsbezogen oder als Festpreis) und einen Blindarbeitspreis in EUR/kVA_h, der für die im Erbringungszeitraum tatsächlich abgerufene Blindarbeit zu zahlen ist. Die über den Erbringungszeitraum konstante Mindestvergütung dient dabei der Schaffung von Investitionssicherheit bei Bietern der Säule B, da der künftige Abruf mit großer Unsicherheit behaftet ist. Eine risikogewichtete Einpreisung der Kosten, die im Falle der *Notfall-Backstop Regel* (vgl. Abschnitt 3.4.4) anfallen und die dann durch den Bieter übernommen werden müssen, wird Bietern empfohlen³⁷. Gleichzeitig ermöglicht

³⁷ Die Bieter könnten hierzu auch den Abschluss einer entsprechenden Versicherung, die solche Kosten absichert, andenken.

Da die Gutachter aufgrund der bisherigen Netzbelastungen eine positive Korrelation zwischen hoher EE-Einspeisung und hohen Blindleistungsbedarfen vermuten, erwarten sie allerdings, dass die Kosten für den Notfall-Backstop in Form von spannungsbedingtem Redispatch tendenziell geringer sind als die durchschnittlichen Redispatch-Kosten.

das fixe Arbeitspreisgebot dem ÜNB ggf. günstigere Abrufpotentiale im Erbringungszeitraum zu nutzen (z.B. aus Säule A oder über Alternativen, die kurzfristig in Säule B kontrahiert werden). Folglich ist die tatsächliche Abrufentscheidung im Erbringungszeitraum dem ÜNB überlassen. Der Arbeitspreisgebot könnte z.B. auch mittels Preisindizes, wie z.B. für Base- oder Peakprodukte, indiziert sein, solange der ÜNB keine plausiblen Gründe darlegen kann, die dies in der Ausschreibung untersagen. Diesbezüglich sprechen die Gutachter jedoch keine explizite Empfehlung aus.

Detailvorschlag: Bewertung der Gebote und der VINK-Alternative. Dem ÜNB sind die Gebote erst nach $t_{\text{closure},v}$ bekannt. Erst dann vergleicht er die Gebote mit dem zuvor oder parallel geplanten VINK (Opportunität) und wählt die günstigste Alternative, sodass eine effiziente Beschaffung sichergestellt wird. Bei der Bewertung der VINK und der Gebote wird jeweils ein Barwert abgeleitet. Bei VINK werden hierbei die annuitätischen Investitionskosten³⁸ ebenso wie die operativen Kosten (zzgl. etwaige Vorhaltekosten, wie z.B. bei rotierenden Phasenschiebern) für jedes Jahr des Erbringungszeitraum berücksichtigt und auf den Ausschreibungszeit abgezinst. Hierzu wird der erwartete ex-ante Abruf der VINK herangezogen. Analog wird der Barwert der Gebote mithilfe der diskontierten operativen Kosten auf Basis des erwarteten ex-ante Abrufs (entspricht $Q_{t,v}^{B,t_0,v}$, s.o.) und der Blindarbeitsgebote sowie der Mindestgebote bestimmt. Eine Gewichtung der Gebote, die z.B. aufgrund der Erbringung an einem anderen Knoten (z.B. benachbarter HöS-Knoten) oder aufgrund einer technisch nachweisbaren geringeren Wirksamkeit vom VINK verschieden sind, ist hierbei zulässig und sinnvoll. Gebote, bei denen z.B. eine vorherige Netzertüchtigungen notwendig wäre, sind ebenso ausschließbar, falls dies per se teurer ist als die Errichtung einer VINK.

Die Kosten dürfen zudem nur verursachungsgerecht für die anteilig nicht erbrachte Blindleistungslieferung auf den entsprechenden Anbieter umgelegt werden.

³⁸ D.h., die Annuität der Investitionskosten, die sich aus der angenommenen Nutzungsdauer der VINK und dem verwendeten Zinssatz ergibt. Diese ergeben sich aus den Regelungen der ARegV, s.u.. Diese Investitionskosten umfassen dabei selbstverständlich auch etwaige Umrüstkosten, z.B. im Kontext von rotierenden Phasenschiebern.

Folglich sollen Angebote zur Erbringung von Blindleistung an anderen Stellen im Netz im Maße ihrer funktionalen Äquivalenz Berücksichtigung finden. Zudem empfehlen die Gutachter eine Einpreisung von Multi-Use Cases von VINK oder von anderen Anbietern, die mehrere SDL erbringen können, in den Geboten zuzulassen, sofern auch ein Bedarf für den Multi-Use besteht³⁹. Hier ist auf die Vermeidung von Markteintrittsbarrieren zu achten. Wenn der Bedarf aus praktischen Gründen gepoolt bspw. auf Ebene der Netzgruppe vorgenommen wurde, können in begründeten Einzelfällen auch einzelne Angebote nicht berücksichtigt werden, wenn diese technisch ungeeignet sind. Beim Pooling ist jedoch darauf zu achten, dass diese notwendigen Ausnahmen Einzelfälle darstellen, anderenfalls ist kein sinnvolles Pooling möglich (vgl. Unterkapitel 5.2). Die Gebote, die Planungsgrundlage der VINK zum Zeitpunkt $t_{0,v}^{\text{closure}}$, die bestimmten Barwerte sowie die Methodik zur Bestimmung der gewichteten Barwerte sind Grundlage für den ex-ante Vergleichsprozess. Den bei der Bestimmung der annuitätischen Investitionskosten der VINK und der Barwerte zu verwendenden Zinssatz sowie die Nutzungsdauern der VINK ergeben sich hierbei aus den allgemeinen Regelungen der ARegV.

Detailbetrachtung: Ausgestaltung der Vertragslaufzeit und Kündigungsrechte. Als besonders herausfordernd ist Ausgestaltung der Vertragslaufzeiten und der Kündigungsrechte zu bewerten. Hier gilt es einen ausgewogenen Kompromiss zu finden, der einerseits eine hinreichende Investitionssicherheit für potenzielle Bieter der Säule B bietet, andererseits den ÜNB hinreichend Spielraum lässt, um flexibel auf sich ändernde Bedarfsprognosen zu reagieren. Zudem ist darauf zu achten, dass die Gefahr der Marktabschottung durch einmal erfolgreiche Bieter limitiert wird und neue (qualifizierte) Marktakteure die Möglichkeit besitzen, in den Markt einzutreten. Schließlich ist zu bedenken, dass VINK nicht beliebig kleinteilig gebaut werden können. Das führt dazu, dass im Falle von geringfügig steigenden Bedarfsprognosen im Zeitverlauf die Gefahr besteht, dass der residuale Bedarf durch überdimensionierte VINK gedeckt werden muss, falls

³⁹ Die StrommarktRL sieht grundsätzlich die isolierte Bewertung aller NF-SDL vor. Im Sinne eines effizienten Gesamtsystems und somit im Sinne des Leitgedankens der StrommarktRL empfehlen die Gutachter jedoch die genannte Multi-Use-Case-Bewertung zuzulassen und durchzuführen.

kein Bieter der Säule B diesen residualen Bedarf decken will oder kann. Die Mindestgröße der VINK wird mit $Q_{\text{inst},v}^{\min}$ bezeichnet. Der genannte Fall, in dem sich die Bedarfsprognose nur geringfügig ab dem ersten Jahr nach der ursprünglichen Bedarfsprognose ändert und die Errichtung eines VINK für den ursprünglichen Erbringungszeitraum noch möglich ist, lässt sich formal durch die Bedingung beschreiben:

$$\exists \tau \in [t_{0,v} + 1; t_{E,v} + T - T_{PB}], \text{ s. d. } 0 < Q_v^{B,\tau} - Q_v^{B,t_{0,v}} \ll Q_{\text{inst},v}^{\min}.$$

Ist der Zeitpunkt der neuen Bedarfsprognose⁴⁰ später, kann der Netzbetreiber aufgrund der geringen Vorlaufzeit keinen neuen VINK errichten, um den residualen Bedarf zu decken. In diesem Fall muss er auf die Scheibe II ausweichen oder eine Ausschreibung ohne VINK durchführen (vgl. letzter Absatz zur Scheibe I). Solche Situationen mit hohen Alternativkosten könnten Bieter ggf. auch antizipieren und sehr hohe Gebote für den residualen Bedarf abgeben, da die VINK-Opportunität als implizierte Preisschranke dann sehr teuer ist.

Vor dem Hintergrund dieser teils gegenläufigen Zielsetzungen schlagen die Gutachter folgendes vor:

1. Zur Bewertung der Bedarfsentwicklung wird eine zyklisch (laut Vorschlag angekoppelt an den NEP Prozess) stattfindende Bewertung des Bedarfes (vgl. Unterkapitel 5.2) durchgeführt, bei der sich der Horizont der Bedarfsprognose entsprechend in die fernere Zukunft erweitert. Dadurch liegen sowohl Bedarfsprognosen für Jahre nach dem ersten Erbringungszeitraum $E_{0,v}$ vor, als auch für diesen selbst. Im einfachsten Fall ändert sich die Bedarfsprognose für Erbringungszeitraum $E_{0,v}$ selbst nicht, d.h.

$$Q_v^{B,\tau} = Q_v^{B,t_{0,v}} \forall \tau \in [t_{0,v} + 1; t_{0,v} + T].$$

In diesem Fall schreibt der ÜNB in den Jahren nach $t_{0,v}$, z.B. zum Zeitpunkt $t_{0,v} + T$, für die nächsten T (bzw. 5) Jahre für den sich anschließenden Erbringungszeitraum $E_{1,v} = [t_{E,v} + T; t_{E,v} + 2 \cdot T]$ erneut aus (vgl. Abbildung 5-2 oben)

⁴⁰ Anmerkung: Die Gutachter gehen von Prognoseupdates in ein- oder mehrjährigen Abständen für die langfristige Beschaffung aus.

2. Der ÜNB erhält ein einseitiges Kündigungsrecht des Vertrages zum Ende eines jeden Jahres bis zum Ende des Vertrages/Erbringungszeitraums, d.h. ab $t_{0,v} + 1$ bis $t_{E,v} + T - 1$ ⁴¹. Das bedeutet der Zeitraum möglicher Kündigungen ist ab dem ersten Jahr nach der Ausschreibung bis zum Ende des Erbringungszeitraums. Der Kündigungszeitpunkt innerhalb dieses Zeitraums wird $t_{k,v}$ genannt. Die in der Ausschreibung verankerte Mindestvergütung des gesamten Erbringungszeitraums ist allerdings in jedem Fall zu zahlen, um die Investitionssicherheit der Bieter zu garantieren. Dies ermöglicht dem ÜNB den gesamten Bedarf einer gegebenenfalls angepassten Bedarfsprognose ($Q_v^{B,t_{k,v}} \neq Q_v^{B,t_{0,v}}$) auszuschreiben, bei der auch ein VINK wieder „konkurrenzfähig“ ist und nicht nur deshalb nicht den niedrigeren Kostenbarwert als die Gebote hat, weil er nicht kleinteilig genug für den residualen Bedarf zwischen vorheriger und neuer Bedarfsprognose gebaut werden kann.
 - a. Kündigt der ÜNB den Vertrag, so endet der bisherige Vertrag zum Zeitpunkt $t_{k,v} + T_{PB}$ und er schreibt den Bedarf $Q_v^{B,t_{k,v}}$ im Anschluss an die Kündigung erneut aus. Der Beginn des neuen Erbringungszeitraums ergibt sich dann zu $t'_{E,v} = t_{k,v} + T_{PB}$. Abbildung 5-2 stellt dies schematisch für den Fall einer sich ändernden Bedarfsprognose dar.

Der bisherige erfolgreiche Bieter darf an der neuen Ausschreibung grundsätzlich erneut teilnehmen. Um jedoch die Gefahr von Marktabschottung zu limitieren, muss bei den Geboten eine Verzerrung durch die bereits zugesicherte Mindestvergütung vermieden werden. Daher wird für den bisher erfolgreichen Bieter im Fall eines nochmaligen Zuschlags die bisherige Mindestvergütung anteilig für den noch verbleibenden Erbringungszeitraum auf das neue Gebot angerechnet. War im

⁴¹ Eine Kündigung, zu einem Zeitpunkt, wo die VINK-Opportunität aufgrund der Planungs- und Bauzeit nicht mehr möglich ist kann sinnvoll sein, wenn sich die Bedarfsprognose nach unten ändert und der Bieter entsprechend einem Teil seiner Verpflichtungen nicht mehr erfüllen muss. Dies ist aber wohl ein eher theoretischer Sonderfall. In aller Regel wird der ÜNB dann nicht mehr kündigen, da er die Mindestvergütung ohnehin erbringen muss und ihm die Abruferentscheidung obliegt.

Erstvertrag z. B. eine Mindestvergütung von 100.000 EUR pro Jahr vereinbart und wird dieser nach 3 von 5 Jahren gekündigt, so sind 200.000 EUR im alten Vertrag zwar zu zahlen, bei einem erfolgreichen Nachfolgegebot wird die Mindestvergütung in den ersten beiden Jahren dann jedoch um jeweils 100.000 EUR gekürzt.

- b. Alternativ kann der ÜNB am bisherigen Vertrag festhalten und den residualen Bedarf ausschreiben.

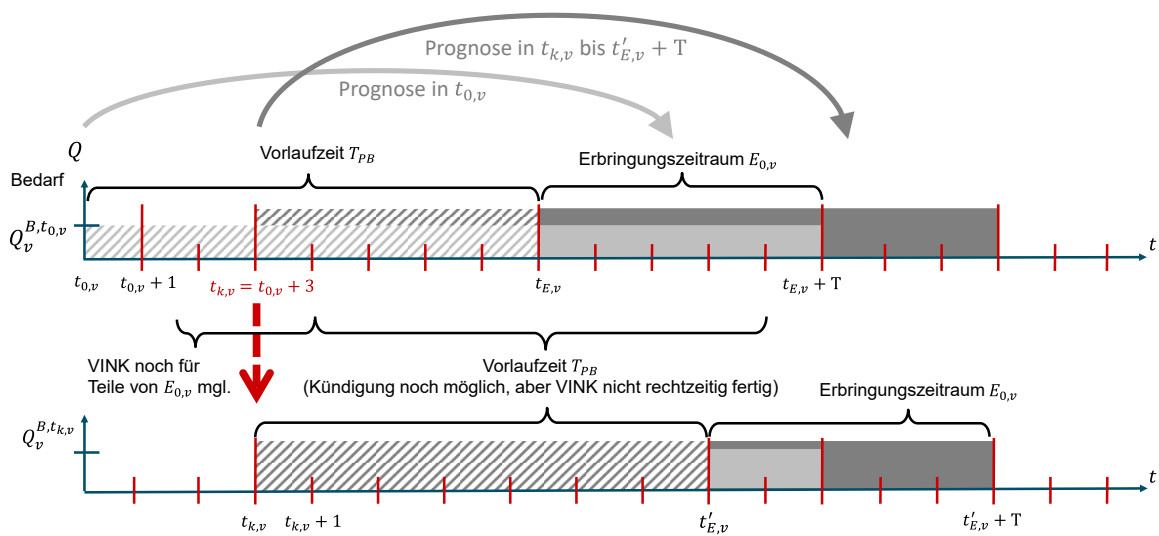


Abbildung 5-2 Übersicht des Kündigungsprozesses (aufgrund von Prognoseupdates) von Vereinbarungen, die im Zuge der langfristigen marktlichen Beschaffung der Höchstspannungsebene getroffen wurden

Praktische Einordnung des Kündigungsrechts bzw. zur Mehrfachausschreibung eines Erbringungszeitraums. Die Gutachter betonen an dieser Stelle explizit, dass eine mehrfache Ausschreibung für den gleichen Erbringungszeitraum an einem Netzbereich (Netzgruppe, Knoten, etc.; vgl. Unterkapitel 5.2) in der Praxis die Ausnahme sein sollte. Die langfristige Bedarfsbestimmung an Blindleistung ist ohnehin mit großer Unsicherheit behaftet. Dasselbe gilt für die Prognose des Blindleistungspotentials im Erbringungszeitraum für Bieter der Scheibe I. Insbesondere können z.B. HS-Netzbetreiber den (EE-) Anlagenzubau vom Zeitpunkt des Endes der Ausschreibung bis zum Beginn des Erbringungszeitraum in ihrem Netzgebiet nur sehr begrenzt vorhersagen. Daher empfehlen die Gutachter (den ÜNB), ähnlich wie dies aktuell bei der Dimensionierung von VINK für derartige Bedarfe auch geschieht, eine gewisse

Sicherheitsmarge bei der Ausschreibung zu berücksichtigen. Ebenso sollten Bieter Unsicherheiten in der Mindestvergütung (und dem Blindarbeitspreis) des Gebotes einpreisen. Dadurch würde zum einen die Anzahl der Ausschreibungen begrenzt und zum anderen wäre die mehrfache Ausschreibung für einen Erbringungszeitraum (eines lokalen Bedarfes) ein (in der Praxis sehr seltener) Sonderfall.

Pflicht zur Erbringung für erfolgreichen Bieter. Der erfolgreiche Bieter einer Ausschreibung verpflichtet sich, die Blindleistung im Erbringungszeitraum entsprechend den Vorgaben der Ausschreibung zu erbringen. D.h., dass er die Blindleistung jederzeit entsprechend der in der Ausschreibung genannten Funktion(en) vorhält, welche der ÜNB bei Bedarf abrufen kann. Um die aktuell verfügbaren Potenziale deutlich zu machen, bietet es sich an, dass der Anbieter z.B. bis 18 Uhr des Vortages dem ÜNB eine z.B. viertelstündlich aufgelöste Prognose des möglichen Blindleistungsabrufbandes für den Folgetag zur Verfügung stellt (die genannten Zahlen sind als Beispiel zu verstehen). Die Details sind jedoch im Rahmen der Ausschreibung durch den ÜNB auszugestalten.

Sekundärhandel. Um neuen Marktteilnehmern den Markteintritt zu erleichtern, aber auch um erfolgreichen Bietern die Möglichkeit zu bieten, ihre Verpflichtungen abzutreten, sehen die Gutachter einen jährlichen Sekundärhandel vor, welcher dazu dient, die Verpflichtungen und Rechte der einzelnen Jahre des Erbringungszeitraums ex ante (d.h. vor Beginn des Erbringungszeitraums) zu handeln. Ein erfolgreicher Bieter kann demzufolge seine Rechte und Verpflichtungen an einen Dritten abtreten. Dieser kann diese Rechte und Verpflichtung jedoch frühestens im nächsten Jahr erneut verkaufen. Gibt es (technisch) berechtigte Einwände, hat der ÜNB ein Veto-Recht im Sekundärhandel. Aufgrund der Tatsache, dass die Anzahl der (neuen) Marktteilnehmer lokal stark begrenzt sein dürfte und die jeweiligen Verpflichtungen und Rechte (insbesondere die Vergütungshöhen) schon fixiert sind, empfehlen die Gutachter hier eine pragmatische Abwicklung, sodass z.B. bilaterale Verhandlungen ebenso möglich sind wie die Inserierung auf einer Website. Eine eindeutige Vorgabe ist hier nicht zielführend. Grundsätzlich ist der Sekundärhandel insbesondere während der Einführungsphase des Konzeptes als weniger relevant einzustufen.

Bzgl. des **Zeitraums vor dem ersten Erbringungszeitraum** gilt es folgendes zu bedenken: Bei der Einführung des Beschaffungskonzeptes ist (theoretisch) eine initiale „Lücke“ der Beschaffung zwischen dem Ende der Ausschreibung $t_{0,v}^{\text{closure}}$ und dem Startzeitpunkt der Erbringung $t_{E,v}$ denkbar. Ist die Option eines VINK aufgrund von Vorlaufzeiten nicht gegeben, kann der ÜNB eine äquivalente Ausschreibung ohne Berücksichtigung des VINK durchführen, d.h., er kann bis $t_{E,v}$ eine oder mehrere Ausschreibungen mit einem entsprechenden oder kürzerem Erbringungszeitraum durchführen. Allerdings ist es praktisch **unwahrscheinlich, dass diese initiale Lücke existiert**, da der ÜNB schon vor der Einführung des Konzeptes seine Bedarfsdeckung sichergestellt haben sollte und hat. Analog zu diesem Fall ist es dem ÜNB grundsätzlich möglich, eine langfristige Beschaffung ohne Berücksichtigung der VINK innerhalb der Säule B durchzuführen. In diesem Fall empfehlen die Gutachter ein analoges Vorgehen, wobei eine reduzierte Dauer des Erbringungszeitraumes erlaubt ist. Um dennoch eine effiziente Beschaffung zu gewährleisten und die Gefahr lokaler Marktmacht zu begrenzen, steht es dem ÜNB frei, die VINK-Opportunität als Preisobergrenze bei der Auswahl von Geboten zu berücksichtigen. Dazu müsste er allerdings den ex-ante Vergleichsprozess durchlaufen.

5.5.2. Scheibe II: kurzfristige marktliche Beschaffung

Effizienter Blindleistungsabruf. Mit der Scheibe II wird das *Effizienzpotenzial Blindleistungsabruf* zum bedarfsgerechten Abruf von Blindleistung adressiert. Entsprechend werden die vorhandenen und kurzfristig verfügbaren Potentiale zur Blindleistungsbereitstellung effizient genutzt.

Die Nutzung dieser Scheibe wird dann aktiviert, wenn der ÜNB Potenzial sieht, die Kosten seines Blindleistungsabrufs mittels der Auswahl aus mehreren Optionen zu reduzieren bzw. er kurzfristig seinen Netzbetrieb mittels Blindleistung optimieren möchte. Allerdings ist besonders bei VINK zu bedenken, dass VINK in aller Regel über die geringsten operativen Kosten verfügen und daher grundsätzlich zu präferieren sind. Daher reduzieren existierende bzw. genehmigte VINK den zukünftigen Bedarf an Blindleistungsabruf, sodass nur ein residual zu deckender Bedarf an Blindleistungsabruf besteht. D.h., der Einsatz der existierenden VINK beeinflusst den Residualbedarf an Blindleistung (vgl. Unterkapitel 3.4). Anschließend wird der ÜNB

innerhalb der Scheibe II durch eine marktliche Beschaffung den kostengünstigsten Blindleistungsdispatch aus den im folgenden beschriebenen Optionen auswählen, sofern ein zusätzlicher Bedarf vorliegt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass im Rahmen der kurzfristigen Blindleistungsbeschaffung (Scheibe II) keine institutionalisierte Bedarfsbestimmung vorgesehen ist. Insbesondere erfolgt die Beschaffung bedarfsgerecht und muss nicht zyklisch erfolgen:

1. Kapazität, die er über Säule A bzw. *einforderbare TAB* sichergestellt hat und zum regulierten Arbeitspreis vergüten muss.
2. Kapazität, die er via „langfristiger marktlicher Beschaffung“ (Säule B, Scheibe I) beschafft hat und bei der er
 - a. einen verbindlichen Arbeitspreis kennt, da diese Kapazität im Abgleich mit Säule C beschafft wurde.
 - b. nur u.U. den Arbeitspreis kennt, je nachdem, wie er die Säule B ohne den Abgleich mit Säule C ausgestaltet hat.
3. sonstige Kapazität, die er kontrahiert, z.B. von teilaktiven VNB, Lasten oder Speichern.
 - a. Dabei müssen die Kapazitäten aus 1. und 2. bieten, werden praktisch aber höchstens den regulierten bzw. verbindlichen Arbeitspreis (soweit vorhanden) bieten.

Mögliche Ausgestaltungsform. Grundsätzlich ist die Scheibe II durch die ÜNB weitestgehend frei ausgestaltbar. Transparenz, Diskriminierungsfreiheit und angemessene Vorlauf- und Vertragslaufzeiten sind Voraussetzung. Beispielsweise kann das Beschaffungskonzept für Blindleistung der Schweiz als Referenz genutzt werden, dort ist eine Pay-As-Cleared⁴² Day-Ahead Auktion und die Vereinbarung von wöchentlichen oder vierteljährlichen Verträgen möglich.

Anforderungen an die Teilnehmer. Voraussetzung zur Teilnahme an der Scheibe II der HöS ist die Erfüllung der (IKT-) Voraussetzungen entsprechend den Vorgaben des jeweiligen ÜNB. Diese **könnten** z.B. analog zu Day-Ahead- oder Intraday-Märkten von Wirkleistung folgende Punkte enthalten:

- Die **Fähigkeit zur Prognose** der möglichen Blindleistungsaustausch-Mengen (z.B. innerhalb eines gewissen Bandes) unter

⁴² Bei Pay-As-Cleared Auktionen erfolgt die Vergütung aller Bieter zum Preis des teuersten erfolgreichen Gebotes.

Berücksichtigung der Prognose des Wirkleistungsaustausches für die nächsten T (z.B. 24) Stunden. Ggf. könnte auch eine z.B. stündlich rollierende Anpassung der Prognose ermöglicht werden.

- Die **Fähigkeit zur Übermittlung der Blindleistungsgebote** (rechtzeitigen und zu den ÜNB-Bestimmungen konform)
- Die **Fähigkeit zum Empfang** der positiv oder negativ beschiedenen Gebote **und zur rechtzeitigen Umsetzung des Blindleistungsfahrplans** entsprechend der positiv beschiedenen Gebote
- Eine geeignete Übermittlung der ermittelten **Messwerte des Blindleistungsaustausches** entsprechend der definierten Anforderungen der ÜNB (s.u.).

Die genauen Anforderungen an die Teilnehmer der Scheibe II legen jedoch die ÜNB für mindestens das nächste Kalenderjahr für alle potenziellen Teilnehmer der Scheibe II fest. Allerdings werden diese Anforderungen maßgeblich von der Ausgestaltung der Scheibe II beeinflusst, sodass die ÜNB z.B. bis zum 30. Juni eines jeden Jahres die Anforderungen der Scheibe II bekannt geben müssen, falls mindestens ein ÜNB diese Scheibe im nächsten Kalenderjahr aktivieren möchte.:

1. **Informationspflicht.** Diese Anforderungen müssen die ÜNB bis zum 30. Juni an die angeschlossenen VNB übermitteln bzw. diesen in geeigneter Weise zugänglich machen, sofern die vertikale Blindleistungsbereitstellung in die Säule B integriert wird (vgl. Kapitel 7 für die Diskussion). Die Anforderungen haben mindestens für das jeweils darauffolgende Kalenderjahr Gültigkeit. Ferner sind die Anforderungen zur Teilnahme an der Scheibe II der HöS allen anderen Marktteilnehmern jederzeit auf Verlangen vorzulegen bzw. in geeigneter Weise zugänglich zu machen. Diese beiden Pflichten (an VNB, auf Verlangen an andere Marktteilnehmer) werden zusammen nachfolgend *Übermittlungspflicht* genannt. Falls ein ÜNB die Scheibe II im nächsten Kalenderjahr nicht aktivieren möchte (entsprechend dem nachfolgenden Punkt 2.) ist der ÜNB verpflichtet stattdessen eine entsprechende Meldung an die VNB (sofern die vertikale Blindleistungsbereitstellung in die Säule B integriert wird (vgl. Kapitel 7 für die Diskussion) zu übermitteln und dies auf seiner Homepage zu veröffentlichen.

2. Die Anforderungen sollten begründet und auf Verlangen gegenüber der BNetzA erklärt werden. Daher empfiehlt sich für die ÜNB eine Dokumentation der Begründung der festgelegten Anforderungen zum jeweiligen Festlegungszeitpunkt.
3. Die Gutachter empfehlen, die Anforderungen für alle ÜNB einheitlich festzulegen. Davon sollte der ÜNB nur in technisch Ausnahmefällen abweichen, wenn er dadurch die volkswirtschaftliche Effizienz steigern kann. Diese „Öffnungsklausel“ soll den ÜNB die Möglichkeit bieten, den lokalen Charakteristika der Blindleistung Rechnung zu tragen. Sie darf aber keinesfalls zur Marktabschottung genutzt werden und darf keinesfalls den Grundsätzen der StrommarktRL zuwiderlaufen (vgl. Unterkapitel 1.3).

Aktivierung und Deaktivierung der Scheibe II. Der ÜNB kann die Scheibe II unter Berücksichtigung angemessener Vorlaufzeiten aktivieren oder deaktivieren. Dabei ist wichtig zu betonen, dass er dies auch für einzelne Netzbereiche und -gruppen tun kann. Bspw. kann der die marktliche Beschaffung für eine Netzgruppe deaktivieren, diese jedoch für eine andere beibehalten. Die Gutachter schlagen eine Aktivierung jeweils zum Ersten des Monats mit einem Monat Vorlaufzeit und eine Deaktivierung jeweils mit mindestens einer Woche Vorlaufzeit vor. Wichtig ist, dass die Deaktivierung nicht während einer bereits vereinbarten Lieferung erfolgen sollte bzw. dass dies nur unter entsprechender Kompensation erfolgen sollte. Folglich wird kein ÜNB die Scheibe deaktivieren, wenn er noch einen Bedarf bzw. einen geänderten Bedarf hat, da er hierauf über eine erhöhte oder abgesenkte Beschaffungsmenge reagieren kann. Zudem ist es möglich, dass einzelne ÜNB die Scheibe aktiviert, während andere sie deaktiviert haben.

Scheibe II als Erprobungsfeld. Die Scheibe II dient neben ihrem eigentlichen Kernzweck auch der Erprobung der marktlichen Beschaffung. Die Gutachter empfehlen den Zeitraum bis zur erstmaligen Ausschreibung in Scheibe I zu nutzen, um hier Erfahrungen zu sammeln⁴³ (vgl. hierzu auch die Ausführungen bzgl. des „Zeitraums vor dem ersten Erbringungszeitraum“ der Scheibe I Abschnitt 5.5.1

⁴³ insbesondere im Hinblick auf den 3. Punkt der Informationen, die in der Ausschreibung der Scheibe I enthalten sein müssen: „Eine oder mehrere

5.6. Variante – vertikale

Blindleistungsbereitstellung in Säule B

Die vertikale Blindleistungsbereitstellung zwischen Netzbetreiber kann eine Möglichkeit darstellen Bedarfe effizient zu decken und ist insbesondere in Kombination mit dem *Effizienzpotenzial VINK-Substitution* von besonderer Relevanz. Grundsätzlich kann die vertikale Blindleistungsbereitstellung zwischen Netzbetreibern in Säule A oder in Säule B des Beschaffungskonzeptes verankert werden. Eine Nichtbeachtung im Konzept wäre zwar denkbar, ist jedoch vor dem Hintergrund des sowieso stattfindenden Austausches von Blindleistung nicht zu empfehlen. Die Gutachter empfehlen grundsätzlich diese in Säule A zu verankern, da so Unsicherheiten zur Vereinbarkeit der Integration von Netzbetreibern in ein Beschaffungskonzept mit den Vorgaben der Entflechtung (Unbundling) vermieden werden. Jedoch bietet die Integration der vertikalen Blindleistungsbereitstellung in die marktliche Beschaffung auch diverse Vorteile, insbesondere vor dem Hintergrund der Anreizwirkung, weshalb diese – initial nicht empfohlene Variante – alternativ skizziert wird. Die detaillierte Diskussion der vertikalen Blindleistungsbereitstellung, die Erörterung der Vor- und Nachteile bei einer Einordnung in Säule A bzw. B sowie Herleitung der getroffenen Empfehlung erfolgt zentral in Kapitel 7 und insbesondere Unterkapitel 7.2, auf welche an dieser Stelle verwiesen wird. In Unterkapitel 7.3 erfolgt zudem die ausführliche Beschreibung der im Folgenden (hier im Kontext der marktlichen Beschaffung) skizzierten unterschiedlichen Rollen des HS-Netzbetreibers. Zudem sehen die Gutachter die vertikale Blindleistungsbereitstellung im 3-Säulen-Konzept nur direkt zwischen Netzbetreibern und nicht direkt zwischen Anlagenbetreibern mit Anschluss in unterlagerten Netzebenen und dem überlagerten Netzbetreiber vor. Ursache hierfür sind insbesondere lokale Regelungen und mögliche technische Restriktionen. Die ausführliche Darstellung und Herleitung dieser Empfehlung erfolgt in den Unterkapiteln 7.1 und 7.3.

Funktion(en), die den erwarteten induktiven und/oder kapazitiven Abruf der Blindleistung in Abhängigkeit von charakteristischen Parametern darstellt.“ (vgl. Unterkapitel 5.4)

HS-Netzbetreiber als Anbieter der marktlichen Beschaffung des Höchstspannungsnetzbetreibers. In dieser Variante wird die vertikale Blindleistungsbereitstellung zwischen Netzbetreibern in die marktliche Beschaffung integriert. Dies bedeutet, dass HS-Netzbetreiber ihr identifiziertes Blindleistungspotenzial gegenüber dem ÜNB vermarkten bzw. an den Ausschreibungen des ÜNB im Rahmen der marktlichen Beschaffung teilnehmen können. Eine Pflicht zur Teilnahme besteht – wie bei allen anderen Marktteilnehmern – jedoch nicht. Die Möglichkeit zur Teilnahme des HS-Netzbetreiber gilt sowohl für die langfristige als auch für die kurzfristige marktliche Beschaffung des ÜNB entsprechend der in den Abschnitten 5.5.1 und 5.5.2 vorgestellten Abläufe. Dabei gelten für den VNB die gleichen Rechte und Pflichten wie für alle anderen Marktteilnehmer.

Fokus auf der Integration des HS-Netzbetreiber als potenzieller Anbieter im Zuge der marktlichen Beschaffung des Übertragungsnetzbetreibers. Der Fokus liegt dabei klar auf der Integration der Blindleistungsbereitstellung durch den HS-Netzbetreiber für das überlagerte Übertragungsnetz, da hier kurzfristig das größte (nutzbare) Potenzial gesehen wird. Die Integration weiterer Spannungsebenen ist grundsätzlich möglich, wird von den Gutachtern jedoch zumindest kurzfristig als nicht relevant eingestuft (vgl. Kapitel 7 und insbesondere Abschnitt 7.3.5)

Unterschiedliche Rollen des HS-Netzbetreibers in Abhängigkeit seiner Teilnahme an der marktlichen Beschaffung des HÖS-Netzbetreibers. Zusätzliche Scheibe III in der marktlichen Beschaffung notwendig exklusiv für den passiven VNB. Entsprechend der Partizipation des HS-Netzbetreibers an der vertikalen Blindleistungsbereitstellung sieht das 3-Säulen-Konzept drei unterschiedliche Rollen für diesen vor, welche im Folgenden kompakt vorgestellt werden. Der HS-Netzbetreiber kann dabei für verschiedene Bereiche seines Versorgungsgebiets unterschiedliche Rollen einnehmen.

In Kombination mit den verschiedenen Rollen ist zudem eine **Scheibe III** im Rahmen der marktlichen Beschaffung für HS-Netzbetreiber vorgesehen, in der der grundsätzlicher Austausch i.S.v. „Unterstützen nach Können und Vermögen“ zwischen ÜNB und HS-Netzbetreiber erfolgt. Ergänzend zum Status quo empfehlen die Gutachter jedoch diesen Austausch zu systematisieren und jährlich verpflichtend durchzuführen. Weitere Details werden in Abschnitt 7.3.2 in Kontext der Rollen des HS-Netzbetreibers beschrieben. Die

Scheibe III ist folglich nicht als marktliche Beschaffung im eigentlichen Sinne einzustufen, sondern komplettiert die Scheibe I und Scheibe II für den nachgelagerten Netzbetreiber, wenn dieser sich weder an der kurzfristigen nach langfristigen marktlichen Beschaffung der HöS-Ebene beteiligen möchte. In dieser Scheibe III würde *ein passiver* HS-Netzbetreiber agieren. Die detaillierte Beschreibung der unterschiedlichen Rollen erfolgt in Abschnitt 7.3.2.

- **Der passive VNB.** Mit der passiven Rolle wird primär der Zweck erfüllt, eine reibungslose Einführung des Beschaffungskonzepts für HS-Netzbetreiber zu ermöglichen. Daher entspricht der passive HS-Netzbetreiber weitestgehend dem Status quo (i.S. des Jahres 2020) der Blindleistungsbewirtschaftung zwischen HS-Netzbetreiber und ÜNB. Als ein Unterschied zum aktuellen Ist-Zustand wird jedoch die bereits in Unterkapitel 4.4 vorgestellte und in Abschnitt 7.3.2 detailliert beschriebene **jährliche Vereinbarung verpflichtend** eingeführt. Diese Verpflichtung wird im Rahmen von Scheibe III geschlossen.
- **Der teilaktiven VNB.** Die Rolle des teilaktiven VNB ist größtenteils identisch zur Rolle des passiven VNB. Dementsprechend gilt auch für den teilaktiven VNB die Verpflichtung zur jährlichen Vereinbarung mit dem Übertragungsnetzbetreiber. Der zentrale **Unterschied zwischen dem passiven und dem teilaktiven VNB** ist, dass der teilaktive VNB die technischen und prozessualen Voraussetzungen erfüllt, um an einer kurzfristigen marktlichen Beschaffung von Blindleistung durch den ÜNB (vgl. Scheibe II in Abschnitt 5.5.2), z.B. analog der Day-Ahead-Wirkleistungsmärkte – wenngleich deutlich lokaler –, teilzunehmen. Dies setzt voraus, dass er Vorkehrungen für die Aktivierung von Scheibe II durch den ÜNB (Vorlaufzeiten vgl. Abschnitt 5.5.2) trifft und sich verpflichtet, an dieser teilzunehmen, indem er Gebote für den Blindleistungsaustausch entsprechend den Anforderungen des ÜNB abgibt (vgl. Abschnitt 5.5.2). Folglich signalisiert der teilaktive VNB dem ÜNB sein Interesse an Scheibe II bzw. gibt diesem seine vorhandenen Potentiale zum kurzfristigen vertikalen Blindleistungsaustausch bekannt.

- **Der aktiven VNB.** Im Gegensatz zum teilaktiven VNB hat der aktive VNB bereits erfolgreich an einer Ausschreibung der Scheibe I teilgenommen (vgl. Abschnitt 5.5.1) und befindet sich im Erfüllungszeitraum dieser Ausschreibung. Solange er sich nicht im Erfüllungszeitraum befindet, verbleibt der HS-Netzbetreiber in der teilaktiven Rolle. Auch zum Ende des Erfüllungszeitraums wechselt er automatisch zurück in die teilaktive Rolle, außer er wurde erneut bezuschlagt und geht in einen neuen Erfüllungszeitraum über. Wechselt der VNB zurück in die teilaktive Rolle ist auch eine jährliche Vereinbarung im letzten Erfüllungsjahrs entsprechend den Vorgaben zum teilaktiven VNB zu unterzeichnen.

6 Übergreifende und weitere Aspekte

In den vorherigen Kapiteln wurde das Beschaffungskonzept zunächst als Ganzes und darauf aufbauend detailliert nach den einzelnen Säulen eingeführt. Nachfolgende Abbildung 6-1 fasst die wesentlichen Aspekte des Beschaffungssystems differenziert nach den Spannungsebenen kompakt zusammen.

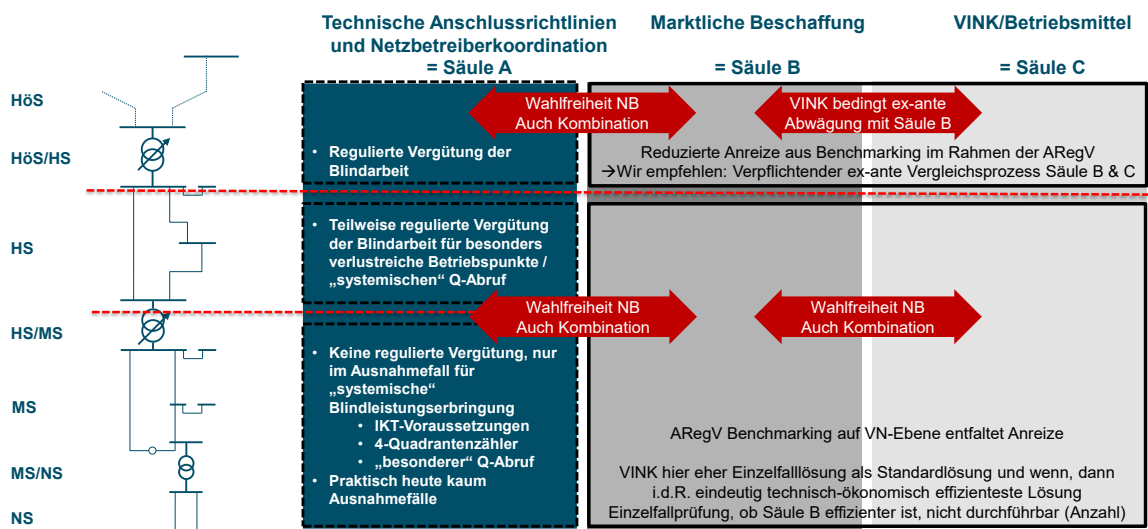


Abbildung 6-1: Kurzübersicht der wesentlichen Unterschiede der drei Beschaffungssäulen in den unterschiedlichen Spannungsebenen

In diesem Kapitel werden weitere und übergreifende Aspekte des Beschaffungskonzeptes adressiert, die teilweise zwar stark mit einzelnen Säulen verbunden sind, diesen jedoch nicht exklusiv zugeordnet werden können. Zunächst wird in Unterkapitel 6.1 auf die Beschaffung von dynamischer Blindleistung eingegangen. Des Weiteren werden potenzielle Hindernisse bei der Einführung des Beschaffungskonzeptes (Unterkapitel 6.2), Aspekte, die bei der Einordnung der Beschaffungskosten im Rahmen der ARegV zu berücksichtigen sind (Unterkapitel 6.3), die Rolle von Aggregatoren im Beschaffungskonzept (Unterkapitel 6.4) sowie die Anforderungen an die vorgeschlagene Marktstudie diskutiert (Unterkapitel 6.5).

6.1. Beschaffung von „dynamischer“ Blindleistung

Dienstleistungen zur Spannungsregelung sind Regelungshandlungen mit dem Ziel einen vom Netzbetreiber vorgegebenen Spannungs- oder Blindleistungssollwert einzuhalten. Diese Dienstleistungen können sich auf das Verhalten von Netznutzern am Netzverknüpfungspunkt, auf HGÜ-Systeme, Transformatoren oder weitere Vorrichtungen beziehen. Die Bereitstellung von Blindleistung durch einen Anbieter (z.B. Erzeugungsanlage oder Verbraucher) ist dabei zum Zwecke der Spannungshaltung im Netz des relevanten Netzbetreibers zu verstehen, um schnelle (dynamische) und langsame (quasistationäre) Spannungsänderungen im Netz des Netzbetreibers in den vertraglichen Grenzen zu halten. Abzugrenzen davon ist die Einspeisung eines Blindstromes oder Kurzschlussstromes im Fehlerfall.

3-Säulen-Konzept für dynamische Blindleistung. Das vorgestellte Beschaffungskonzept adressiert die langsame bzw. quasistationäre und schnelle bzw. dynamische Blindleistung grundsätzlich gleichermaßen. Allerdings ist die Bereitstellung und Beschaffung von dynamischer Blindleistung anspruchsvoller bzw. bedarf weiterer technischer Voraussetzungen als die von Quasistationärer, sodass einzelne Aspekte des 3-Säulen-Konzepts anders anders auszugestalten bzw. weiter zu spezifizieren sind. Im Folgenden werden daher die punktuellen Ergänzungen und Anpassungen des 3-Säulen-Konzepts für die Beschaffung von dynamischer Blindleistung beschrieben.

Dynamische Blindleistung. In der Definition zur SDL Dienstleistung zur Spannungsregelung wird dynamische Blindleistung als folgende Maßnahme definiert: Es ist eine Maßnahme

„um schnelle (dynamische) [...] Spannungsänderungen im Netz des Netzbetreibers in den vertraglichen Grenzen zu halten“ (vgl. [1]).

Abzugrenzen davon ist die Einspeisung eines Blindstromes oder Kurzschlussstromes im Fehlerfall“ definiert (vgl. [1]). Aus Sicht der Gutachter entspricht die dynamische Blindleistung in diesem Kontext der Blindleistungsqualität, die durch eine automatische Generator-Spannungssollwertvorgabe (AVR – active voltage regulation) bereitgestellt wird. Dabei muss die Blindleistungserbringung jedoch nicht zwangsläufig durch Synchronmaschinen mit AVR-Fähigkeit bereitgestellt werden, sondern nur technisch gleichwertig sein.

Qualität der dynamischen Blindleistung. Im Status quo erfolgt die Bereitstellung von dynamischer Blindleistung zu großen Teilen aus Kraftwerken mit automatische Generator-Spannungssollwertregelung. Diese wird auch als **AVR-Fähigkeit** bezeichnet. Diese wird nach NC RfG von TYP D Anlagen gefordert, jedoch nicht detailliert spezifiziert. In Deutschland wird die AVR-Fähigkeit in den VDE AR 4120 und VDE AR 4130 für die HS und HöS adressiert jedoch auch hier nicht weiter spezifiziert. Dabei wird in der HöS eine aktive AVR-Fähigkeit im Normalbetrieb unter den allgemeinen Randbedingungen zur statischen Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung (vgl. Unterabschnitt 2.2.2.1, VDE-AR 4130) für alle TYP 1 Erzeuger gefordert. In den Ausführungen der HS ist keine vergleichbare Pflicht verankert. Dort wird die AVR-Fähigkeit nur im Kontext der Schwarzstartfähigkeit adressiert (Kapitel 10.2.1.5, VDE-AR 4120), welche jedoch keine Mindestanforderung für Erzeugungsanlagen der HS-Ebene darstellt und folglich bilateral zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber vereinbart werden kann jedoch nicht muss. In der Praxis ergibt sich die genaue Leistungsanforderung an die AVR-Regelung durch bilaterale Verhandlungen zwischen Anlagen- und Netzbetreiber, sodass keine eindeutige und objektive Formulierung der schnellen bzw. dynamischen Blindleistung erfolgen kann bzw. diese nicht im Rahmen dieses Gutachtens zu definieren ist. Praktisch sind Reaktionszeiten im untersekündlichen bis sekundlichen Bereich adressiert. Im Endbericht der Kommission zur zukünftigen Beschaffung von Blindleistung [3] werden Zeitbereiche „*von Millisekunden bis zu einigen Sekunden*“ angegeben. Die Gutachter sehen vor die individuelle Komponente zur Ausgestaltung der AVR-Fähigkeit zwischen Netzbetreiber und Anbieter im Beschaffungskonzept beizubehalten, sodass auch weiterhin bedarfsgerecht die genauen Spezifikationen ausgestaltet werden können.

Teilweise Ineffizienz der marktlichen Beschaffung. Die strukturierte Bedarfsbestimmung von dynamischer Blindleistung findet gegenwärtig ausschließlich im Übertragungsnetz statt. Die Bedarfsdeckung erfolgt dabei gegenwärtig durch Erzeuger des TYP 1 in der HöS sowie durch VINK. Für die Netzebenen des Verteilnetzes findet keine aktive Bestimmung des Bedarfs von dynamischer Blindleistung statt, die als Grundlage einer marktlichen Beschaffung dienen könnte. Anders ausgedrückt besteht in der Nieder- bis Hochspannung aktuell kein unmittelbarer Bedarf; sodass dort keine effiziente marktliche Beschaffung stattfinden kann.

Spannungsebenenübergreifende Bereitstellung. Das Beschaffungskonzept ermöglicht auch die spannungsebenenübergreifende Blindleistungsbereitstellung (vgl. Kapitel 7 bzw. Unterkapitel 4.4 und 5.6). Auch die dynamische Blindleistung ist hiervon nicht ausgeschlossen, jedoch ist die praktische Umsetzung technisch aus Sicht der Gutachter kurzfristig nicht (effizient und sinnvoll) realisierbar. Der spannungsebenenübergreifende Austausch von dynamischer Blindleistung erfordert u.a. ein hohes Maß an IKT in sehr hoher Qualität sowie die Koordination von lokalen und globalen sowie langsameren und schnelleren Regelungen. Beides ist im Status quo nicht gegeben. Auch existieren aus Sicht der Gutachter keine praktisch erprobten betrieblichen Konzepte zur Umsetzung. Es ist daher kurzfristig (d.h. mind. bis 2025) nicht zu erwarten, dass eine spannungsebenenübergreifende marktliche Beschaffung von dynamischer Blindleistung erfolgen kann, wenngleich perspektivisch die Möglichkeit besteht und das vorgestellte Konzept die hierzu notwendigen Rahmenbedingungen bereits bereitstellt. Dennoch sollte grundsätzlich die Bereitstellung aus unterlagerten Spannungsebenen nicht ausgeschlossen werden, sodass Investitionen in innovative Lösungen weiter angereizt werden. Andererseits sollten unnötigen Transaktionskosten und „stranded investments“ vermieden werden. Vor diesem Hintergrund und da im Status quo eine praktische Umsetzbarkeit nicht realistisch erscheint, empfehlen die Gutachter, dass unterlagerte Netzebenen nur dann in die Bedarfsdeckung des ÜNB mit einbezogen werden müssen, wenn diese vorab nachgewiesen haben, dass sie dynamische Blindleistung am Netzverknüpfungspunkt zum Übertragungsnetz zur Verfügung stellen können und wollen.

Regulierte Vergütung in Säule A. Die regulierte Vergütung ist nur innerhalb der *einforderbaren TAB* wirksam (siehe Abschnitt 3.1.1). Da für die Anlagen der Mittel- und Niederspannung bisher keine Anforderungen im Sinne einer AVR-Fähigkeit (vgl. Qualität der dynamischen Blindleistung) definiert wurden ist die Säule A im Kontext der Bereitstellung dynamischer Blindleistung nur für Anlagen der HöS und bei entsprechender Forderung durch den Netzbetreiber in der HS relevant. Da die Unterscheidung der Bereitstellung von quasistationärer Blindleistung und dynamischer Blindleistung aufgrund der parallelen Regelzweige praktisch nicht möglich ist, muss die regulierte Vergütung kombiniert erfolgen. Unter Berücksichtigung der installierten Messtechnik sowie der etablierten Prozesse ist die Abrechnung auf Basis von viertelstündlichen Mittelwerten zielführend.

Die Gutachter schlagen aufgrund des einheitlichen Arbeitspreises vor, die AVR-Fähigkeit (Voraussetzung zur Bereitstellung von dynamischer Blindleistung) zusätzlich reguliert zu vergüten. Dies könnte bspw. über eine jährliche Kapazitätsvergütung umgesetzt werden.

Marktliche Beschaffung. Im Rahmen der marktlichen Beschaffung können alle qualifizierten Anbieter der jeweiligen Spannungsebene grundsätzlich dynamische Blindleistung bereitstellen. Die Gutachter empfehlen analog zur Säule A die Blindarbeit (nicht differenziert nach quasistationär und dynamisch) mit einem Arbeitspreis und die AVR-Fähigkeit zusätzlich mit einer Kapazitätzahlung zu vergüten. Die Kapazitätzahlung innerhalb der Säule A dient dann wiederum als implizite Preisobergrenze innerhalb der *einforderbaren TAB*.

Messung und Abrechnung. Wie bereits angeführt die getrennte eichkonforme Messung von dynamischer und quasistationärer Blindleistung bisher nicht Stand der Technik und aufgrund der überlagerten Reglereigenschaften für Bestandanlagen nur bedingt bzw. wenn nur aufwandsintensiv (und daher i.d.R. wohl ineffizient) realisierbar. Auch aktuelle Smart Meter Gateways ermöglichen keine feingranulare eichkonforme Messung von Blindleistung (Stand Mai 2021). Daher erscheint eine kumulierte Bewertung der quasistationären und dynamischen Blindarbeit zielführend und praktikabel. Unter Berücksichtigung der existierenden Prozesse erscheint die Abrechnung auf Basis von viertelstündlichen Mittelwerten ebenfalls als sinnvoll, da diese Werte i.d.R. bereits beim Netzbetreiber vorliegen bzw. mit vergleichsweise geringem Aufwand bereitgestellt werden können. Dabei ist die vorzeichenscharfe Mittelwertbildung sicherzustellen, sodass induktive und kapazitive Blindarbeit sich nicht negieren, sondern der Mittelwert der Beträge bestimmt wird.

6.2. Übergangsprozesse

Das vorliegenden Beschaffungskonzept ist aus Sicht der Gutachter derart konzipiert, dass keine besonderen Hürden bei der Einführung des Konzeptes zu erwarten wären. Einige Punkte sollen jedoch explizit an dieser Stelle klargestellt werden.

Bestandsschutz bereits genehmigter VINK. Das vorliegende Konzept schränkt den Bau von VINK grundsätzlich nicht ein. Lediglich zur Sicherstellung einer effizienten Abwägung der marktlichen Beschaffung sehen die Gutachter in Ergänzung zu bestehenden

Anreizwirkungen auf der HöS-Ebene einen verpflichtenden ex-ante Vergleichsprozess bei der Beschaffung von VINK vor, falls der ÜNB diese Kosten im Rahmen der ARegV geltend machen möchte. Bereits genehmigte VINK⁴⁴ sollten davon im Sinne der Rechtssicherheit ausgeschlossen werden und können unberührt und ohne weitere verpflichtende Effizienzabwägung entsprechend der Genehmigung errichtet werden.

Initiale Lücke unwahrscheinlich. Da der langfristige Bedarf im Status quo entsprechend des NEP-Prozesses noch mindestens bis 2030 durch die Planungen der ÜNB gedeckt sein müsste, sehen die Gutachter die Gefahr einer initialen Beschaffungslücke (aus Scheibe I der Säule B der HöS) als sehr unwahrscheinlich an (vgl. Abschnitt 5.5.1). Auf den anderen Spannungsebenen schlagen die Gutachter vor, auf die intrinsischen Anreize der ARegV und der zugehörigen Risiken für Netzbetreiber zu setzen, um eine effiziente Abwägung der Säule C (mit B und A) sicherzustellen. Dementsprechend sind die Empfehlungen der Gutachter zur Kosteneinordnung zu berücksichtigen (vgl. Unterkapitel 6.3). Eine initiale Lücke kann hier aber in keinem Zusammenhang mit dem Beschaffungskonzept stehen.

Erfahrungssammlung angeregt. Das vorliegende Beschaffungskonzept versucht, die Netzbetreiber zur systematischen Abwägung der marktlichen Beschaffung von Blindleistung im Sinne der volkswirtschaftlichen Effizienz anzuregen. Insbesondere der Umgang mit langfristig nicht sicher planbaren Erbringern (z.B. unterlagerte Netzbetreiber oder EE-Anlagen) ist hierbei herausfordernd und erfordert teilweise ein Umdenken bzw. eine Anpassung der heutigen Planung, wenn vorhandene Effizienzpotenziale genutzt werden sollen. Daher empfehlen die Gutachter frühzeitig mit der Erprobung der kurzfristigen marktlichen Beschaffung zu beginnen, um Erfahrungen zu sammeln, die in die langfristige marktliche Beschaffung einfließen können. Dazu sollten insbesondere die ersten zwei bis drei Jahre nach Einführung des Konzeptes genutzt werden, da danach mit einem zunehmenden Bedarf an langfristig zu beschaffenden

⁴⁴ Die Gutachter schlagen vor, dass alle VINK als genehmigt gelten, die (entsprechend ihres IMA Antrages) von der BNetzA eine angemessene Zeit vor Inkrafttreten des Konzeptes genehmigt sind.

Blindleistungspotentialen zu rechnen ist. Das Beschaffungskonzept ermöglicht dies explizit: Auch auf den unteren Spannungsebenen sollten frühzeitig Erfahrungen gesammelt werden, die dann im Zuge der zyklischen Anpassung der TAR bzw. der *einforderbaren TAB* und der Marktstudie Berücksichtigung finden sollten. Hier sei z.B. auf den Sonderfall der systemdienlichen Neuanlage in der MS verwiesen (vgl. Abschnitt 4.3.3).

Übergang von Bestandsverträgen im Zeitverlauf. Bei der Einführung des vorliegenden Beschaffungskonzeptes ist die Frage des Umgangs mit Bestandsanlagen zu klären, für die zum Zeitpunkt der Einführung bereits Verträge zwischen Netzbetreibern und Marktakteuren für die Bereitstellung und Vergütung von Blindleistung vereinbart wurden. Grundsätzlich sollten zur Bestimmung der Höhe der regulierten Vergütung (vgl. Abschnitt 4.3.2, Kriterium K12) im Hinblick auf noch laufende Verträge sachgerechte und verhältnismäßige Übergangsregelungen getroffen werden. Diese müssen einerseits die gesetzlich vorgegebene Umsetzung des marktlichen Beschaffungskonzeptes sicherstellen und andererseits ein mögliches Vertrauen in bestehende vertragliche Absprachen berücksichtigen. Diese Empfehlung der Gutachter bezieht sich jedoch explizit nur auf die Bereiche, die entsprechend Unterkapitel 4.3 eine regulierte Vergütung erhalten sollen. Folglich sind Vereinbarungen außerhalb der *einforderbaren TAB* grundsätzlich nicht von dieser Empfehlung betroffen (und in der gegebenen Form als Bestandteil der marktlichen Beschaffung beizubehalten), während innerhalb der *einforderbaren TAB* Übergangsregelungen entsprechend der spannungsebenen-spezifischen Vorschläge zu vereinbaren sind. Die Übergangsregelungen sollten einen Angleich an die Höhe der regulierten Vergütung zum Ziel haben, um am Ende eine einheitliche Regelung für alle Blindleistungsvergütungen innerhalb der *einforderbaren TAB* je Spannungsebene zu haben. Damit würden Fehlanreize zur missbräuchlichen Ausnutzung einzelner Akteure (Kriterium K7 vgl. Abschnitt 4.3.2) vermieden.

6.3. Bewertung möglicher Kosteneinordnungen der Beschaffungskosten der Netzbetreiber im Kontext der ARegV

Die Kosteneinordnung der Blindleistungsbeschaffungskosten der Netzbetreiber in der ARegV sollte sich primär an der Stärke der Anreize für eine effiziente Blindleistungsbeschaffung orientieren. Übergeordnet ist jedoch zu bedenken, ob die Gefahr einer Verzerrung im Benchmarking Prozess gegeben ist und wie diese bewertet wird. Zudem sind mögliche Auswirkungen im Kontext investitionsgefährdender Liquiditätsrisiken und des Konzessionswettbewerbs zu berücksichtigen. Da Risiken auch Anreize entfalten können, sollten Netzbetreiber (dennoch) nicht automatisch risikofrei gestellt werden. Vor allem dann nicht, wenn über eine Beeinflussung der mit Risiken einhergehenden Kosten Effizienzsteigerungen möglich sind. Im Status quo, d.h. vor der potenziellen Einführung des Beschaffungskonzepts werden Kosten für Blindleistung im Sinn der der ARegV als beeinflussbare Kosten eingruppiert (vgl. [17]).

Grundsätzlich gibt es vier mögliche Arten der Kosteneinordnungen der Blindleistungsbeschaffungskosten im Rahmen der ARegV. Nachfolgend werden die wichtigsten Eigenschaften aufgelistet:

- **Beeinflussbare Kosten (bK).** Die Kosten dieser Kategorie im Folgejahr einer Regulierungsperiode gehen vollständig in das Benchmarking ein. Die Netzbetreiber dürfen die bK des Basisjahres über die Netzentgelte entsprechend ihrer Erlösbergrenze einnehmen. Allerdings dürfen die Netzbetreiber in der Regulierungsperiode jährlich entsprechend des Effizienzwertes des Benchmarkings weniger einnehmen. Die Abweichung zwischen realen Ist-Kosten und diesen Einnahmen trägt der Netzbetreiber bzw. verbleiben als Zusatzgewinne bei ihm.
- **Volatile Kosten (vK)** werden als bK im Benchmarking berücksichtigt. Im Unterschied zu bK ist jedoch bei schwankenden Ist-Kosten im jeweiligen Jahr innerhalb einer Regulierungsperiode ein Ausgleich von Abweichungen zum Basisjahr vorgesehen.

- **Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten** (dnbK) werden im Rahmen des Benchmarkings nicht berücksichtigt. Entstehende Kosten kann der Netzbetreiber i.d.R. im Rahmen eines Plan- und Ist-Kostenabgleichs mit einem Zeitverzug von zwei Jahren über die Erlösobergrenze an die Netzkunden weitergeben.
- **dnbK mit Freiwilliger Selbstverpflichtung** (FSV) gehen wie dnbK nicht ins Benchmarking ein. Eine FSV dient der verfahrensregulierten Anerkennung von Kosten und kann weitergehende Regularien und Anreizmechanismen enthalten.

Unterschiedliche Anreize. Die vier genannten Kosteneinordnungen unterscheiden sich z.T. erheblich voneinander, sodass stark unterschiedliche Anreize und Risiken im Sinne des Beschaffungskonzepts zu erwarten sind. Die Stärke des Anreizes (auch aus Risiken) hängt also von der Einstufung der Kostenart ab (und hat damit direkte Implikationen i.S.v. V3 und V4 (Regulatorische Anreize für effizientes Verhalten und Vermeidung investitionsgefährdender Liquiditätsrisiken) der regulatorisch-technischen Voraussetzungen. Dies gilt auch für die Erlöse aus der vertikalen Vermarktung der Blindleistung, die aus Gutachtersicht analog zu den Kosten der Blindleistung behandelt werden sollten. Während eine Einstufung als bK mit starken Anreizen für eine effiziente Bedarfsprognose und Beschaffung einhergehen würde, führt dies gleichzeitig zu erhöhten Risiken für die Netzbetreiber (bzw. zu erhöhten Chancen im Falle der vertikalen Vermarktung). Demgegenüber stehen dnbK, welche zwar keine direkten Anreize für eine effiziente Beschaffung, aber aufgrund des Zeitverzugs bei der Kostenanerkennung Anreize für eine effiziente Bedarfsprognose liefern, auch wenn diese ebenfalls unterhalb der Anreize von bK einzuordnen sind. Umgekehrt gibt es bei dnbK nahezu keine Risiken (bzw. Chancen) für die Netzbetreiber. Zwischen diesen beiden Möglichkeiten sind schließlich verfahrensregulierte dnbK (FSV) und vK einzuordnen, da hier abhängig von der jeweiligen Ausgestaltung ein ausgeglicheneres Chancen-Risiko-Verhältnis bei gleichzeitigen Anreizen zur effizienten Beschaffung (und Vermarktung) besteht. Die Stärke der Anreize für eine effiziente Bedarfsprognose und Beschaffung (und Vermarktung) ist jedoch geringer als bei bK und größer als bei dnbK, wobei die Risiken der Netzbetreiber auch geringer als bei bK und größer als bei dnbK sind.

Risikoquantifizierung nicht möglich. Allerdings können die Gutachter im Rahmen dieser Studie insbesondere die Risiken für die Netzbetreiber aufgrund fehlender Daten nicht abschließend quantifizieren. Dies gilt aber umgekehrt auch für die Chancen aus der vertikalen Beschaffung, wobei die Unsicherheit bzgl. der Risiken insgesamt größer zu bewerten ist als die Unsicherheit bzgl. der Chancen aus der vertikalen Beschaffung. Nachfolgend werden jedoch dabei grundsätzlich zu bedenkende Aspekte je Spannungsebene genannt. Auf der HS führt der vorgeschlagene Ausnahmereich der regulierten Vergütung dazu, dass der Großteil der abgerufenen Blindleistung zum Ausgleich, der von den Anlagen selbst induzierten Spannungsprobleme mit keinen finanziellen Risiken einhergeht. Trifft der HS-Netzbetreiber im Rahmen der marktlichen Beschaffung abweichende Vereinbarungen, liegt dies offenbar in seinem Interesse bzw. ist dies Teil seines unternehmerischen Kalküls, in das er solche Risiken und Chancen einpreist. Zeitgleich limitiert die Forderung nach weiterhin ausreichend dimensionierten *einforderbaren TAB* die Gefahr, dass sich der HS-Netzbetreiber grundsätzlich nicht hinreichend viel Blindleistungskapazität bzw. -abrufpotential sichern kann. Bei der Bewertung des Einflusses des Mengen- und Preisrisikos spielt also primär der zu vergütende Blindleistungsabruf der Säule A eine Rolle. Auf der HöS schlagen die Gutachter zwar keine Ausnahmereiche vor, allerdings ist hier das Risiko von zeitlich schwer kalkulierbarem Anlagenzubau kaum vorhanden. Zudem nimmt die Anzahl der direkt angeschlossenen Blindleistungserbringer im Kontext der Säule A dort perspektivisch vermutlich eher ab als zu. Auf der MS und NS schlagen die Gutachter eine regulierte Vergütung von null vor. Folglich existieren hier kaum Risiken für die Netzbetreiber. Eine Ausnahme bildet der Sonderfall systemdienlicher Neuanlagen. Hier gelten aufgrund des Ausnahmereiches allerdings analoge Überlegungen zur HS. Zudem ist die Anzahl der Anlagen aktuell stark begrenzt. Schlussendlich könnten die verbleibenden Mengen- und Preisrisiken für die vergütungspflichtigen Bereiche auf der HöS und HS aufgrund schwankender Wetterjahre Auswirkungen auf die vorübergehende Liquidität der Netzbetreiber oder den Konzessionswettbewerb haben. Allerdings gelten hier für die HS bzgl. der Liquiditätsrisiken die analogen Überlegungen bzgl. des Ausnahmereiches wie oben während es auf der HöS keinen Konzessionswettbewerb gibt.

Gutachterliche Empfehlung. Im Sinne adäquater Anreize für eine effiziente Bedarfsprognose und Beschaffung von Blindleistung ist **analog zum Status-quo** eine Einordnung als bK grundsätzlich vorteilhaft. Allerdings ist das Zeitverzugsproblem ein Aspekt, der genauer betrachtet werden sollte. Sollte zudem aufgrund des erwähnten Mengenrisikos durch Zubau von Anlagen ein erhebliches Risiko für die Netzbetreiber bestehen, ist ein Ausgleich der Risiken über volatile Kostenanteile oder verfahrensregulierte dnbK durchaus zu rechtfertigen⁴⁵. Eine diesbezüglich abschließende Bewertung der Kosteneinordnung kann aufgrund der für die Gutachter nicht quantifizierbaren Risiken nicht getroffen werden und ist zudem nicht Arbeitsauftrag des vorliegenden Gutachtens.

6.4. Die Rolle von Aggregatoren

Die StrommarktRL sieht gemäß der §31 Abs. 8 und §40 Abs. 6 vor, dass alle (qualifizierten) Marktteilnehmer wirksam und diskriminierungsfrei an der marktlichen Beschaffung beteiligt werden. Dies umfasst auch „Unternehmen [bzw. Marktteilnehmer], die in der Aggregation tätig sind“. Im Folgenden werden diese vereinfacht als Aggregatoren bezeichnet.

Aggregatoren sind somit grundsätzlich vollwertige Marktteilnehmer der Säule B. Die Gutachter empfehlen aufgrund der technischen Gegebenheiten jedoch Einschränkungen für Aggregatoren bzgl. der spannungsebenenübergreifend Vermarktung von Blindleistung, da anderenfalls die lokale Spannungshaltung (d.h. im Netzgebiet wo die aggregierten Anlagen angeschlossen sind) negativ beeinflusst werden kann.

⁴⁵ Hierbei ist zu bedenken, dass die FSV nur die Netzbetreiber im regulären Verfahren der ARegV betrifft. Dies ist im Status quo bzw. bei der vorgeschlagenen regulierten Vergütung von null in der MS und NS kein Problem, könnte aber bei einer anderen regulierten Vergütung in der MS und NS künftig relevant werden. Zudem wäre ein Verfahren zur Standardisierung der FSV der Netzbetreiber, z.B. je Spannungsebene, zur Begrenzung der Transaktionskosten empfehlenswert.

Begrenzter Wirkbereich. Aggregatoren können Anlagen und damit das Angebot nur in einer Netzebene bündeln und dem verantwortlichen Netzbetreiber anbieten. Eine Vermarktung über Netzebenen hinweg ist nicht vorgesehen. Die Auswahl, welche Anlage tatsächlich abgerufen wird liegt jedoch nicht beim Aggregator, sondern beim Netzbetreiber, da die lokale Spannungshaltung prioritär ist und den Stellbereich begrenzt. Die Information über mögliche Stellbereiche liegt ausschließlich dem Netzbetreiber vor. Auch liegt die lokale Spannungshaltung in seinem Verantwortungsbereich, sodass dieser zwangsläufig auch die Entscheidungshoheit über den Blindleistungsabruf aller Nutzer in seinem Netzgebiet haben muss. Die Auswahl des oder der tatsächlich abgerufenen Anlagen im Portfolio des Aggregators erfolgt durch den Netzbetreiber nach objektiven und diskriminierungsfreien Kriterien. Dabei bezieht der Netzbetreiber den Knoten des Bedarfs, seine Netzrestriktionen sowie Verluste mit in seine Überlegungen mit ein. Eine Offenlegung des Entscheidungsprozesses gegenüber dem Aggregator ist nicht vorgesehen und würde zu unnötigen Transaktionskosten führe. Das Vorgehen setzt folglich voraus, dass eine knotenscharfe Verfügbarkeit vom Aggregator an den Netzbetreiber übermittelt werden muss, weshalb der Aggregator knotenscharfe (nodale) Gebote in Säule B abgeben muss. Dennoch kann die Vermarktung von Anlagen über Aggregatoren weiterhin vorteilhaft sein. So hat der Aggregator z.B. den Vorteil der Reduktion von Transaktionskosten und Prozessen oder die Risikominimierung durch Netting-Effekte. Zudem kann er z.B. weitere Portfolioeffekte für mehrere Anlagen eines Knotens heben. Nodale Gebote sind aber aufgrund der zuvor genannten Gründe notwendig und unerlässlich für einen sicheren und effizienten Netzbetrieb.

Vorgaben der StrommarktRL erfüllt. Die Teilnahme von Aggregatoren an der marktlichen Beschaffung von Blindleistung im Sinne der StrommarktRL ist möglich. Diese ist aufgrund des lokalen Charakters von Blindleistung jedoch eingeschränkt und auf die Netzanschluss-ebene begrenzt.

6.5. Anforderungen an die Marktstudie

Der vorliegende Bericht stellt ein Beschaffungskonzept für Blindleistung vor, welches zum einen die in Kapitel 1 definierten Ziele und Teilziele effizient erfüllt. Zum anderen wurden bereits wesentliche Bestandteile des Beschaffungskonzepts in einem ersten

Konsultationsprozess mit den verschiedenen Stakeholdern der Branche diskutiert und darauf aufbauend Weiterentwicklungen vorgenommen, die sich in diesem Ergebnisrapport widerspiegeln. Ein vollständiger Konsultationsprozess hat jedoch nicht stattgefunden, sodass das beschriebene Beschaffungskonzept als gutachterlicher Vorschlag für die Diskussion, jedoch nicht als abgestimmter Branchenvorschlag interpretieren werden kann. Auch sei erneut darauf hingewiesen, dass dieser Bericht als die gutachterlichen Empfehlungen für eine Beschaffung von Blindleistung und ist nicht als Vorentscheidung seitens BMWi und/oder BNetzA für ein bestimmtes Beschaffungskonzept zu verstehen. Gleichwohl sind die Gutachter überzeugt, einen zielführenden Lösungsvorschlag entwickelt zu haben, der die StrommarktRL und die dort verankerten Ziele effizient umsetzt.

Die Parametrierung des Konzepts hat wesentlichen Einfluss auf dessen Wirksamkeit und sollte unter Einbezug aller Stakeholder erfolgen und entsprechend des Erfahrungsgewinns weiterentwickelt werden. Im Zuge des Konzepts werden insbesondere die verschiedenen Wirkmechanismen (vgl. Kapitel 3) vorgestellt, welche die identifizierten Effizienzpotenziale (vgl. Unterkapitel 3.3 bis 3.5) adressieren. Die Wirksamkeit der Mechanismen ist wiederum von der Parametrierung des Konzeptes abhängig, welche Spannungsebenenspezifisch erfolgen sollte. Diese „**Parametrierbarkeit**“ stellt aus Sicht der Gutachter **einen zentralen Vorteil des Konzeptes dar**, da es somit zu einem guten Maße adaptiv ist und im zeitlichen Verlauf entsprechend variierenden technischen und ökonomischen Gegebenheiten angepasst⁴⁶ werden kann.

Regulierte Vergütung und einforderbare TAB als zentrale Stellgrößen. Gleichzeitig ist die Festlegung der regulierten Vergütung je Spannungsebene ähnlich sorgsam wie die Festlegung der TAR (welche die zentrale Grundlage für die *einforderbaren TAB* sind) zu

⁴⁶ Technisch durch die *einforderbaren TAB*, also primär durch die TAR und sekundär durch etwaige durch das Beschaffungskonzept von der BNetzA erlaubte Abweichungen. Ökonomisch durch die Höhe der regulierten Preise entsprechend der investiven (z.B. Wechselrichterdimensionierung) und operativen (Kosten durch Zusatzverluste, die entsprechend auch von Brennstoffkosten oder der Opportunität der Wirkleistungspreise abhängen) Kosten.

eruiieren, sodass dies im Rahmen separaten einer Marktstudie erfolgen sollte. Hierbei sind alle relevanten Stakeholder mit einzubeziehen. Die Marktstudie sollte ebenfalls die Bereiche und Ausnahmebereiche festlegen (als Grundlage können/sollen die Empfehlungen dieses Gutachtens dienen), welche reguliert zu vergüten respektive nicht zu vergüten sind. Entsprechend sollten die in dieser Studie vorgeschlagenen Ausnahmebereiche der regulierten Vergütung auf der HS (und MS) sorgsam überprüft werden. Denkbar ist auch, dass es alle drei Jahre eine ausführlichere Marktstudie gibt, welche die Kostenstrukturen und deren Prognosen für die folgenden Jahre beleuchtet und die Methodik zur Festlegung der regulierten Preise aufzeigt und weiterentwickelt. Dabei sollten die in Abschnitt 4.3.2 genannten Kriterien unbedingt beachtet werden. In den Zwischenjahren gäbe es entsprechend eine „kompakte“ Marktstudie, welche nur die Annahmen der „größeren“ Marktstudie validiert und Prognosen überprüft bzw. diese aktualisiert. An dieser Stelle sei allerdings betont, dass die Gutachter den Aufwand zur (erneuten) Bestimmung der regulierten Vergütung als gegeben jedoch auch begrenzt erachten. Zum einen dürften die zugrundeliegenden Kostentreiber (z.B. Wechselrichterdimensionierung bei investiven Kosten oder Verlustkosten bei operativen Kosten) nahezu keine regionalen Unterschiede aufweisen. Zum anderen sollte es auch zwischen einigen Technologien Analogien geben.

Da die BNetzA für die Umsetzung bzw. den Erlass des Beschaffungskonzeptes als solches zuständig ist, sollte auch die **BNetzA der Auftraggeber dieser Marktstudie** sein. Bei der Zusammenstellung des Konsortiums ist insbesondere auf energiewirtschaftliche und energietechnische Kompetenz zu achten. Zudem empfiehlt es sich, von den direkt betroffenen Stakeholdern (Netzbetreiber, Verbraucher, Erzeuger (inkl. EE), Speicherbetreiber) unabhängige Auftragnehmer auszuwählen. Alternativ ist auch ein möglichst ausgeglichenes Konsortium unter Führung eines möglichst unabhängigen und vermittelnden Auftragnehmers denkbar.

7 Exkurs: Ausgestaltungsoptionen der vertikalen Bereitstellung von Blindleistung

7.1. Merkmale, Fokus und Zielstellung

Direkte Beschaffung nur zwischen Netzbetreibern. Die gezielte und strukturierte Bereitstellung von Blindleistung aus unterlagerten für überlagerte Netzebenen stellt eine besondere Herausforderung dar. Einerseits nimmt dieses Thema aufgrund des zunehmenden Anteils von Erzeugern auf den unteren Spannungsebenen stetig an Bedeutung zu, andererseits darf eine Beschaffung bzw. Bereitstellung von Blindleistung auf der überlagerten bzw. unterlagerten Spannungsebene nicht dazu führen, dass die Spannungshaltung auf der einen Spannungsebene zu Lasten der anderen Spannungsebene erfolgt. Insbesondere aufgrund lokaler Blindleistungsregelungen und der Tatsache, dass Netze i.d.R. für den Wirkleistungstransport dimensioniert werden, kann es anderenfalls zu Netzengpässen und ungewollter Gegenkompensation kommen. Da die jeweiligen Netzrestriktionen einer Spannungsebene nur dem jeweiligen Netzbetreiber vollständig bekannt sind und dieser die Verantwortung für den sicheren Betrieb „seiner“ Spannungsebene trägt, sehen die Gutachter die gezielte vertikale Bereitstellung von Blindleistung über Spannungsebenen hinweg nur zwischen Netzbetreibern vor. Eine direkte kontrahieren von Speicherbetreiber, Erzeuger, Verbraucher oder Aggregatoren der unterlagerten Spannungsebene zur Blindleistungserbringung auf der überlagerten ist folglich nicht möglich bzw. vorgesehen. Vielmehr kann der Netzbetreiber das Blindleistungspotenzial „seiner“ Netzebene bündeln und dieses dann für den überlagerten Netzbetreiber nutzbar machen. Zur Akquirierung des Potenzials in „seiner“ Netzebene ist es dem Netzbetreiber möglich, auf alle drei Säulen des Beschaffungskonzepts zurückgreifen.

Nur der Netzbetreiber kann lokale Restriktion adäquat berücksichtigen. Der Ausschluss der direkten Beschaffung von Blindleistungserbringern auf anderen Netzebenen ist primär darin begründet, dass einerseits eine triviale Abschätzung des Blindleistungsbeitrages einer Anlage zur Spannungshaltung einer anderen Netzebene nicht möglich ist und andererseits lokale Netzrestriktionen den praktische nutzbaren Blindleistungsbeitrag einschränken können. Deshalb ist eine knotenscharfe (nodale) Bereitstellung der Blindleistung durch die Anlagen nötig. Netzebenenübergreifend kann dies aber nur durch den Netzbetreiber erfolgen, da nur dieser die vertikalen Blindleistungsbeiträge unter Berücksichtigung der lokalen Netzrestriktionen bestimmen kann. Der jeweilige Netzbetreiber kontrahiert auf seiner Spannungsebene entsprechend der Säulen A bis C Blindleistung und kann je nach Verteilung der Beiträge der Anlagen und der eigenen Bedarfe noch disponible Beiträge für den überlagerten Netzbetreibern nutzbar machen.

Fokus auf gezielter Blindleistungsbereitstellung für überlagerte Netzebenen. Der Fokus des Beschaffungsmodells liegt dabei auf der Ermöglichung der Blindleistungsbereitstellung von unterlagerten für überlagerte Netzebenen. Die Bereitstellung von Blindleistung durch überlagerte für unterlagerte Netzebenen ist bereits heute **Stand der Praxis** und erfolgt aufgrund der physikalischen Kopplung der Netze vom Höchst- bis zum Niederspannungsnetz herab. Dabei findet i.d.R. jedoch **keine gezielte Blindleistungsbereitstellung** statt, sondern die überlagerte Netzebene gleich den residualen Blindleistungsbedarf der unterlagerten Netzebenen aus. Dies kann selbstverständlich auch eine Rückspeisung der unterlagerten Netzebene sein. In diesem Kontext wurden bisher Netzanschlussverträge zwischen den Netzbetreibern geschlossen in denen i.d.R. auch das erlaubte Blindleistungsverhalten des unterlagerten Netzes definiert wird. Praktisch gibt es jedoch nahezu keine Restriktionen, da aufgrund der Kopplung der Netze auch beim Verlassen des vertraglich erlaubten Blindleistungsverhalten der physikalische Austausch von Blindleistung stattfindet und stattfinden muss. Das Konzept schafft hier jedoch einen geregelten Rahmen durch eine **verpflichtende jährliche Vereinbarung zwischen ÜNB und HS-Netzbetreiber** sowie durch die **Möglichkeit zur gezielten Blindleistungsbereitstellung zwischen ÜNB und HS-Netzbetreiber**. In dieser Vereinbarung wird der Blindleistungsaustausch zwischen den beiden Netzebenen, sowie damit einhergehende Zahlungsströme geregelt. Die Ausgestaltung, Inhalte

und detaillierte Zielsetzung dieser Vereinbarung werden in Abschnitt 7.3.2 weiter vertieft. Darüber hinaus ermöglicht das Beschaffungskonzept dem HS-Netzbetreiber grundsätzlich als Anbieter von Blindleistung gegenüber dem ÜNB aufzutreten. Der vertikale Blindleistungsaustausch zwischen den unterlagerten Ebenen sollte, soweit es die prozessualen und IKT Voraussetzungen erlauben, perspektivisch auf ein ähnliches Fundament gehoben werden. Die Gutachter empfehlen hierfür ebenfalls den zyklischen Austausch zwischen den VNB, wobei insbesondere der Austausch zwischen HS- und MS-Netzbetreiber von Relevanz ist. Anders als zwischen HS-Netzbetreiber und ÜNB sehen die Gutachter **zwischen VNB jedoch keine jährliche Pflicht vor, sondern empfehlen den bedarfs- und sachgerechten zyklischen Austausch**. Auch der mindestens einmalige Austausch zur Absprache und „Aktualisierung“ der im Netzanschlussvertrag fixierten Blindleistungsbereiche ist eine aufwandsarme Maßnahme, die voraussichtlich zu einer Verbesserung gegenüber der heutigen Situation führen würde. Im Status quo ist eine aktive vertikale Blindleistungsbereitstellung im Verteilnetz jedoch nicht Stand der Technik, sodass hier zunächst auf den zyklischen Austausch und die Erfahrungsgewinne zwischen HÖS und HS verwiesen wird. Weitere Details sind in Abschnitt 7.3.5 zu finden.

Fokus auf HS-Netzbetreiber. Aus Sicht der Gutachter ist insbesondere die Schnittstelle zwischen dem Übertragungsnetz und dem Hochspannungsnetz von Relevanz. Dies ist zum einen auf die bereits bestehenden und vergleichsweise guten Abstimmungsprozesse zwischen ÜNB und HS-Netzbetreiber zurückzuführen und andererseits durch die Gegebenheiten im Hochspannungsnetz (vgl. auch Unterkapitel 5.4) begründet. Erzeuger und Verbraucher in Hochspannungsnetzen verfügen bereits heute über Vierquadrantenzähler und sind i.d.R. in das Leitsystem des Netzbetreibers eingebunden. Auch ist der Netzzustand gut beobachtbar. Diese Voraussetzungen sind in den niedrigen Spannungsebenen i.d.R. nicht gegeben jedoch notwendig, um effektiv Blindleistung für die überlagerte Spannungsebene bereitstellen zu können. Es ist daher zu erwarten, dass bereits heute gewisse Potenziale im Hochspannungsnetz vorhanden sind (vgl. [2] [18] [14]) bzw. dort vglw. effizient gehoben werden können und zumindest kleinere Teile dieser Potenziale bereits heute, also ohne existierendes Beschaffungskonzept, genutzt werden. Das Konzept setzt an dieser Stelle auf. Nachfolgend wird daher die Blindleistungsbereitstellung vom HS-Netzbetreiber für das Übertragungsnetz

weiter vertieft. Grundsätzlich lässt sich das Konzept jedoch auch auf den Blindleistungsaustausch zwischen VNB übertragen. Im Folgenden wird die vertikale Bereitstellung von Blindleistung in die drei Säulen des vorgeschlagenen Konzepts eingeordnet (vgl. Unterkapitel 7.2). Anschließend wird explizit auf die Rolle des HS-Netzbetreibers als Potentialheber eingegangen (vgl. Abschnitt 7.3.1), bevor in Abschnitt 7.3.2 die Rollen des HS-Netzbetreibers in der Blindleistungsbereitstellung des ÜNB näher beschrieben werden.

Koordination mit *einforderbaren TAB* wichtig. Wie bereits in Kapitel 4 und Unterkapitel 5.3 erläutert, empfehlen die Gutachter insbesondere im Falle einer regulierten Vergütung von Null, wie diese für weite Teile der MS und NS vorgesehen ist, die Höhe der einforderbaren TAB sorgsam zu prüfen. Unter Umständen könnten Fehlanreize für den MS-Netzbetreiber bestehen, seine *individuellen TAB* am maximal möglichen der *einforderbaren TAB* zu orientieren, um Blindleistung gegenüber dem HS-Netzbetreiber zu vermarkten, sofern dies mit zusätzlichen Erlösen für den jeweiligen Netzbetreiber einhergeht. Allerdings sollten diese Effekte aufgrund des R/X-Verhältnisses in der MS-Ebene und der damit verbundenen hohen Lokalität der Blindleistungsbeiträge der MS-Anlagen begrenzt sein.

Im Folgenden adressiert der Begriff *vertikale Blindleistungsbereitstellung* folglich insbesondere die vertikale Blindleistungsbereitstellung für das Übertragungsnetz durch den Hochspannungsnetzbetreiber.

7.2. Einordnung in die drei Säulen der Beschaffung

Die Einordnung der gezielten vertikalen Bereitstellung von Blindleistung zwischen Netzbetreibern im Allgemeinen und zwischen den hier betrachteten Hoch- und Höchstspannungsnetzbetreibern im Speziellen in das Beschaffungskonzept ist eine herausfordernde Aufgabe, da unterschiedliche Aspekte berücksichtigt und gegeneinander abgewogen werden müssen.

Einerseits muss das Konzept sicherstellen, dass die lokale Spannungshaltung gegenüber der vertikalen Blindleistungsbereitstellung prioritär erfolgt und entsprechend keine Fehlanreize gesetzt werden. Andererseits sollten jedoch gewisse Anreize vorliegen, um vorhandene Potenziale zu aktivieren und somit die effiziente Beschaffung

von Blindleistung im Sinne der StrommarktRL zu begünstigen. Flankiert werden diese Überlegungen durch weitere regulatorische Vorgaben, insbesondere denen des Unbundling, so dass der Hochspannungsnetzbetreiber grundsätzlich nicht mit anderen Blindleistungsbereitstellern und potenziellen Marktteilnehmern gleichgesetzt werden darf.

Aus diesem Spannungsfeld heraus ergeben sich drei wesentliche Möglichkeiten zur Integration der vertikalen Blindleistungsbereitstellung in das Beschaffungskonzept. Diese werden im Folgenden diskutiert und darauf aufbauend die gutachterliche Empfehlung ausgesprochen.

7.2.1. Mögliche Varianten im Rahmen des Beschaffungskonzepts

Variante – Losgelöst zum Beschaffungskonzept

Die vermeintlich einfachste und konfliktärmste Möglichkeit wäre die vertikale Blindleistungsbereitstellung zwischen ÜNB und HS-Netzbetreiber nicht im Rahmen des Beschaffungskonzeptes zu adressieren. Dies entspräche grundsätzlich dem Status quo, so dass der Austausch zwischen den Netzbetreibern im Wesentlichen frei vereinbart (oder entsprechend nicht vereinbart) werden kann. Diese Vereinbarung könnte zeitlich und prozessual grundsätzlich vorgelagert, zeitgleich oder nachgelagert zur der eigentlichen Blindleistungsbeschaffung im Rahmen des Beschaffungskonzeptes erfolgen und würde die dort zu beschaffende Blindleistungsmenge entsprechend (nicht) beeinflussen. Nachstehende Abbildung 7-1 zeigt die Einordnung der vertikalen Blindleistungsbereitstellung in das Beschaffungskonzept in Variante *losgelöst zum Beschaffungskonzept*.

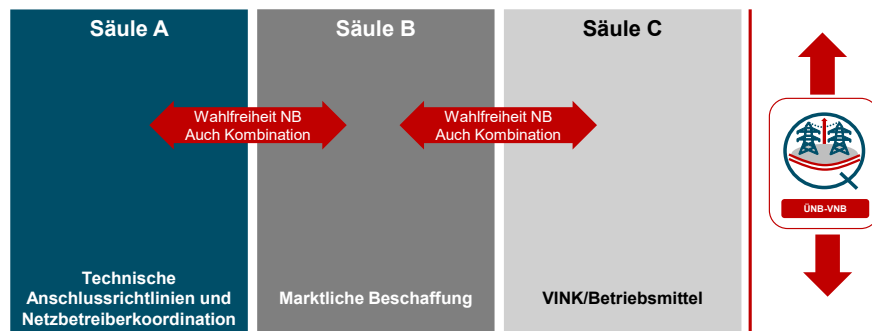


Abbildung 7-1: Variante I: Vertikale Blindleistungsbereitstellung erfolgt losgelöst vom Beschaffungskonzept

Die wesentlichen Vorteile dieser Variante bestehen zum einen darin, dass sie dem Status quo ohne Blindleistungsbeschaffungskonzept i.S.d. StrommarktRL entspricht. Zum anderen könnten so die bestehenden (aus Sicht der Gutachter geringfügigen) Unsicherheiten zur Vereinbarkeit der Integration von Netzbetreibern in ein Beschaffungskonzept mit den Vorgaben der Entflechtung (Unbundling) vermieden werden. **Negativ ist jedoch zu bewerten, dass auf diese Weise keine Anreizwirkung für die vertikale Blindleistungsbereitstellung durch das Beschaffungskonzept entfaltet und auch zukünftig keine Steuerungswirkung durch die Parametrierung im Rahmen des Konzepts entfaltet werden kann.** In diversen Studien und wissenschaftlichen Veröffentlichungen (vgl. [2] [18] [14]) konnte bereits gezeigt werden, dass die vertikale Blindleistungsbereitstellung in Teilbereichen einen wesentlichen Beitrag zur Deckung des Blindleistungsbedarfs im Übertragungsnetz leisten kann, so dass dieses im Sinne des *Effizienzpotenzials VINK-Substitution* aus Sicht der Gutachter unbedingt adressiert werden sollte. Darüber hinaus würde eine Nichtberücksichtigung innerhalb des Beschaffungskonzeptes dieses Themenfeld nur verlagern und müsste anderweitig adressiert werden. Dem Anspruch relevante Aspekte zusammenzuführen entsprechend, berücksichtigt das 3-Säulen-Konzept daher diesen wichtigen Aspekt und blendet ihn nicht aus.

Variante – Einordnung in Säule A

Die vertikale Blindleistungsbereitstellung kann im Rahmen des Beschaffungskonzeptes auch in Säule A eingeordnet werden. Der Blindleistungsaustausch zwischen Netzbetreibern erfolgt entsprechend der Lastsituation physikalisch bedingt und wird im Status quo nach dem Grundsatz „nach Können und Vermögen“ gezielt beeinflusst, um die jeweils andere Netzebene zu stützen. In der Mittel- und Niederspannung und vielmals auch in der Hochspannung findet jedoch bisher nur in Ausnahmefällen gezielte Blindleistungsbereitstellung statt. Vielmehr gleicht die überlagerte Netzebene den residualen Blindleistungsbedarf der unterlagerten Netzebenen aus. Allerdings werden zunehmend mehr Maßnahmen im Verteilnetz zur Einhaltung der vertraglichen Blindleistungsgrenzen in das System integriert. Diese Maßnahmen werden i.d.R. zwischen den Netzbetreiber abgestimmt, dienen jedoch vorwiegend zur Einhaltung dieser Grenzwerte und weniger einer systemischen Nutzung von Blindleistung. Das vorgeschlagene Beschaffungskonzept versucht an dieser Stelle einen Rahmen

zu setzen, der die systemisch effiziente Nutzung fördert. Die Aufgabe des HS-Netzbetreibers besteht in diesem Fall darin, das technische Potenzial seines Netzes zu bündeln und es ggf. für den HöS-Netzbetreiber nutzbar zu machen. Dies geschieht selbstverständlich unter Berücksichtigung des eigenen Blindleistungsbedarfes und der technischen Grenzen seines Netzes. Nachstehende Abbildung 7-2 zeigt die Einordnung der vertikalen Blindleistungsbereitstellung in das Beschaffungskonzept in Variante *Einordnung in Säule A*.

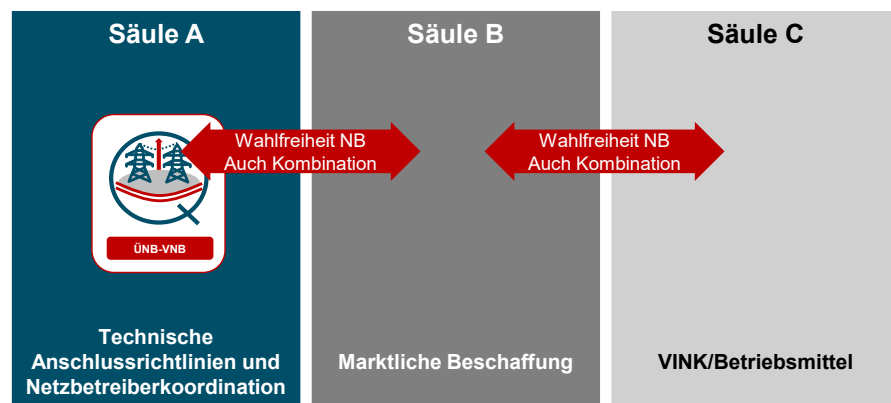


Abbildung 7-2: Variante II: Vertikale Blindleistungsbereitstellung erfolgt im Rahmen von Säule A

Mit der Einordnung in Säule A als solche geht noch keine Anreizwirkung zur aktiven Teilnahme an der vertikalen Blindleistungsbereitstellung einher. Die Teilnahme könnte grundsätzlich verpflichtend, aber auch freiwillig sein. Zudem könnte diese auch mit einem Zahlungsstrom zwischen den Netzbetreibern einhergehen. Im Status quo wird dieser bilateral zwischen dem HS- und HöS-Netzbetreiber festgelegt. Diese Festlegung ist jedoch nicht verpflichtend und es liegen hierzu kaum öffentlichen Informationen vor. In der Regel werden im Status quo keine Zahlungen für eine aktive Unterstützung, sondern Pönalen für das Verlassen eines im Netzanschlussvertrag festgelegten Austauschbereichs an den Netzverknüpfungspunkten zwischen den Netzbetreibern erhoben. Sofern ein Zahlungsstrom gewählt wird, könnte dieser weiterhin bilateral vereinbart oder aber auch reguliert vergütet vorgegeben werden. Hierbei ist die entsprechende Anreizwirkung zu beachten.

Die Vorteile dieser Varianten liegen darin, dass die vertikale Blindleistungsbereitstellung zwischen HS- und HöS-Netz im Rahmen des Beschaffungskonzeptes adressiert wird, die Ausgestaltung nahe am Status quo sein kann und der HS-Netzbetreiber vor dem Hintergrund

des Unbundling nicht als Marktakteur in direkter Konkurrenz zu bspw. Erzeugern der überlagerten Spannungsebene auftritt. Durch die zuvor beschriebenen Freiheitsgrade kann daher die Anreizwirkung im Rahmen des Konzeptes gesteuert und grundsätzlich auch zukünftig adjustiert werden. Bei entsprechender Parametrierung der Freiheitsgrade (freiwillig vs. verpflichtend; bilaterale Vereinbarung vs. regulierte Vergütung für die vertikale Blindleistungsbereitstellung) besteht zudem eine hohe Analogie zum Status quo, wodurch Hemmnisse zur Teilnahme reduziert sein können. Die bestehenden (aus Sicht der Gutachter allerdings geringfügigen) Unsicherheiten zur Vereinbarkeit der Beschaffung von Blindleistung zwischen Netzbetreibern mit den Vorgaben der Entflechtung/ Unbundling (vgl. dazu Unterkapitel 2.4) würden zudem aus Sicht der Gutachter durch die Einordnung in Säule A weitgehend reduziert. Dies ist insbesondere dadurch sichergestellt, dass der ÜNB die Deckung eines (Teil-)Bedarfes sicherstellt, ohne dass er dabei Teilnehmer der Säule B der HöS in direkte Konkurrenz zu den HS-Netzbetreibern stellt. D.h., diese bieten nicht gleichzeitig. Vielmehr deckt er verschiedene Teilbedarfe getrennt.

Zudem könnte argumentiert werden, dass die Zuordnung zu Säule A zudem der Systematisierung, dass technisch geprägte Anforderungen sich in der Säule A wiederfinden, folgt. Dies betrifft zum einen die Mindestanforderungen an Anlagen mit einseitigem Optionsrecht des Netzbetreibers zur transaktionskostenarmen Sicherstellung des Blindleistungspotentials (insb. Erzeuger). Zum anderen kann hier der ebenfalls (unabhängig von der Einordnung in die unterschiedlichen Säulen) ohnehin stattfindende und damit technisch begründete Blindleistungsaustausch zwischen Netzbetreibern adressiert und geordnet werden. Diese Variante legt den Fokus also auf den technischen Zusammenhang des Blindleistungsaustauschs zwischen den Netzbetreibern, damit entsprechend die gezielte vertikale Blindleistungsbereitstellung in Säule A des Beschaffungskonzeptes stattfinden kann.

Die Nachteile dieser Variante sind insbesondere die ggf. fehlende Anreizwirkung bzw. vorhandene Zwänge im Falle einer verpflichtenden Teilnahme. So könnte einerseits vorhandenes Potenzial ungenutzt bleiben und somit die volkswirtschaftliche Effizienz der Blindleistungsbeschaffung reduziert werden. Da keine direkte Konkurrenzsituation zu anderen Blindleistungsquellen im Rahmen der marktlichen Beschaffung bestehen würde, kann dann auch nicht (oder allenfalls sehr beschränkt) auf die Koordinationswirkung eines Marktes zur

Identifikation der effizientesten Optionen gesetzt werden. Eine verpflichtende Teilnahme bzw. ein zu hoch gewählter Zahlungsstrom könnte zudem auch zu einer ineffizienten Deckung des Blindleistungsbedarfs führen, da dies ein potenzielles Marktvolumen reduzieren und somit volkswirtschaftlich effizientere Optionen ausschließen würde. Zudem sind je nach Ausgestaltung der Zwänge vermeidbare Transaktionskosten möglich, welche in folgenden Varianten vermieden würden.

Variante – Einordnung in Säule B

Die gezielte vertikale Blindleistungsbereitstellung kann im Rahmen des Beschaffungskonzeptes auch in Säule B eingeordnet werden. In dieser Variante erfolgt die gezielte vertikale Blindleistungsbereitstellung im Kontext der marktlichen Beschaffung. Der HS-Netzbetreiber hat folglich analog zur Variante *Einordnung in Säule A* die Aufgabe, das technische Potenzial seines Netzes zu bündeln, kann dieses jedoch nachfolgend auch vermarkten. Es besteht allerdings kein Zwang zur Vermarktung (vgl. Unterkapitel 7.3.2). Nachstehende Abbildung 7-3 zeigt die Einordnung der vertikalen Blindleistungsbereitstellung in das Beschaffungskonzept in Variante *Einordnung in Säule B*.

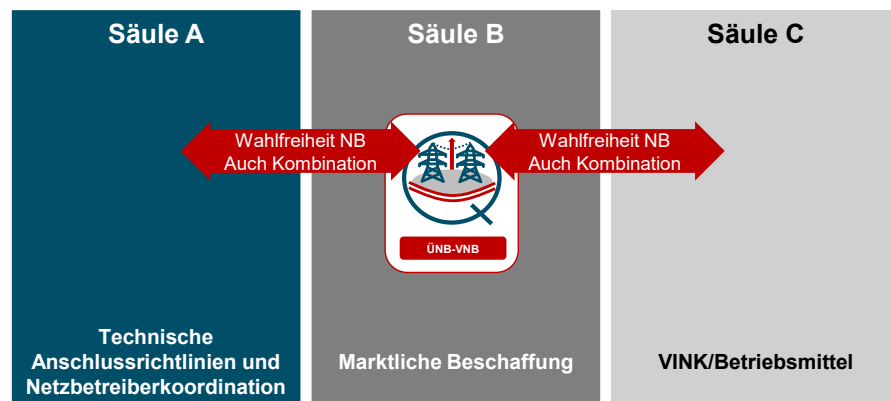


Abbildung 7-3: Variante III: Vertikale Blindleistungsbereitstellung erfolgt im Rahmen von Säule B

Die Vorteile dieser Variante liegen darin, dass die gezielte vertikale Blindleistungsbereitstellung zwischen HS- und HöS-Netz explizit im Rahmen des Beschaffungskonzeptes adressiert wird, die Teilnahme freiwillig ist und somit grundsätzlich mit geringen Transaktionskosten einhergeht. Zudem treten Blindleistungspotenziale durch vertikale Bereitstellung in Wettbewerb zu anderen marktlichen Alternativen,

wodurch insgesamt die Effizienz der Blindleistungsbereitstellung gesteigert werden kann. Diese Variante orientiert sich am engsten am Leitgedanken der StrommarktRL nach einer effizienten und marktlichen Beschaffung von Blindleistung. Durch die direkte Vermarktung des gebündelten technischen Potenzials seines Netzes durch den Hochspannungsnetzbetreiber wird dieses effizient für den Übertragungsnetzbetreiber zugänglich gemacht. Zeitgleich steht es in direkter Konkurrenz zu anderen marktlichen Optionen, sodass durch den Markt eine effiziente Allokation der Blindleistungsbereitstellung erfolgt. Zudem ist die Teilnahme an der marktlichen Beschaffung (Säule B) freiwillig, sodass keine unnötigen Transaktionskosten entstehen, sollte der HS-Netzbetreiber kein Potenzial vermarkten wollen bzw. dies nicht effizient können. Der Markt setzt aufgrund der grundsätzlich freien Preisbestimmung Anreize vorhandenes Potenzial nutzbar zu machen. Gleichwohl wird durch die Wechselwirkungen der drei Säulen im Beschaffungskonzept sichergestellt, dass keine Marktmacht ausgeübt werden kann und sich nur i.S.d. StrommarktRL effiziente Beiträge am Markt durchsetzen. **Der Nachteil dieser Variante liegt in der grundsätzlichen juristischen Unsicherheit, ob die Teilnahme des HS-Netzbetreibers an der marktlichen Beschaffung vor dem Hintergrund der Grundsätze der Entflechtung/ Unbundling möglich ist.** Wie in Unterkapitel 2.4 hergeleitet sind die Gutachter zwar der Auffassung, dass diese Variante rechtlich zulässig ist und der Intention der StrommarktRL entsprechen würde. Die Diskussionen im Rahmen der Erstellung des Konzeptes haben jedoch gezeigt, dass eine rechtliche Unsicherheit nicht völlig ausgeschlossen werden kann. Diese Unsicherheit geht mit praktischen Hemmnissen in der Umsetzung einher, wodurch das Ziel verfehlt und ggf. sogar die Effizienz gemindert werden könnte. Zudem würde bei exklusiver Festlegung auf diese Variante die vertikale Blindleistungsbereitstellung bei einer abweichenden juristischen Auffassung der BNetzA aus dem Konzept im Festlegungsverfahren herausfallen. Wie bereits in Variante *Losgelöst vom Beschaffungskonzept* geschildert, wird in der gezielten vertikalen Blindleistungsbereitstellung jedoch ein hohes Effizienzpotenzial gesehen, welches durch das Konzept adressiert werden sollte.

7.2.2. Gutachterliche Empfehlung

Die vorherigen Ausführungen haben gezeigt, dass unterschiedliche Möglichkeiten zur Verankerung der gezielten vertikalen Blindleistungsbereitstellung bestehen. Diese bringen jeweils unterschiedliche Vor- und Nachteile mit sich (vgl. Abschnitt 7.2.1). Aus Sicht der Gutachter sollte die vertikale Blindleistungsbereitstellung in das Beschaffungskonzept integriert werden, da diese ein großes Potenzial aufweist, den Blindleistungsbedarf effizient zu decken und eine Behandlung auch außerhalb eines Beschaffungskonzeptes ohnehin unumgänglich ist. Folglich würde die Nichtberücksichtigung die Adressierung des Sachverhalts nur verlagern/verzögern jedoch nicht obsolet machen. *Variante I – Losgelöst vom Beschaffungskonzept* wird daher nicht empfohlen. Hinsichtlich der Ausgestaltung bei der Bündelung des technischen Potenzials innerhalb der HS-Netze unterscheiden sich die *Variante II – Einordnung in Säule A* und *Variante III – Einordnung in Säule B* nicht. Der Unterschied besteht jedoch in der Vermarktung bzw. wie dieses technische Potenzial für den HöS-Netzbetreiber nutzbar gemacht werden soll. Aus Sicht der Gutachter überwiegen grundsätzlich die Vorteile bei der direkten Vermarktung des HS-Netzbetreiber im Rahmen der marktlichen Beschaffung (Anreizwirkung, Intention der StrommarktRL). Jedoch geht diese Variante mit rechtlicher Unsicherheit hinsichtlich der Vereinbarkeit mit den Vorgaben zum Unbundling einher, weshalb größere Hemmnisse zu erwarten sind, die schlimmstenfalls diese Variante praktisch ausschließen. **Daher empfehlen die Gutachter die Integration der gezielten vertikalen Blindleistungsbereitstellung zunächst im Rahmen von Säule A: Technische Anschlussrichtlinien und Netzbetreiberkoordination**, da diese Unsicherheit somit umgangen und dennoch das vorhandene Potenzial zur Effizienzsteigerung adressiert werden kann. Die Gutachter empfehlen basierend auf der vorherigen Diskussion zudem die Teilnahme des HS-Netzbetreibers nicht verpflichtend, sondern freiwillig auszugestalten. Ein regulierter Zahlungsstrom ist nicht vorgesehen, stattdessen kann dieser in Anlehnung an den Status quo bilateral vereinbart werden. Dieser kann grundsätzlich bidirektional (Pönale und Vergütung) sein. Durch dieses Vorgehen wird die Einführung des Konzeptes erleichtert, da die empfohlene Ausgestaltung sehr ähnlich zum Status quo ist. Formalisiert wird jedoch der Austausch zwischen HS- und HöS-Netzbetreiber, der jährlich verpflichtend ist. Da dies jedoch auch bei einer Einordnung im Rahmen von Säule B der Fall ist, wird dieser Austausch

in Unterkapitel 7.3 gesondert spezifiziert. Ein weiterer Vorteil bei der Einordnung in Säule A besteht darin, dass Erfahrungen gesammelt werden können und bedarfsgerecht zur Steuerung der Partizipation auch nachträglich noch eine regulierte Vergütung für den vertikalen Blindleistungsaustausch eingeführt oder eine (teilweise) verpflichtende Teilnahme umgesetzt werden könnte.

Zusammenfassend empfehlen wir die vertikale Blindleistungsbereitstellung zwischen HS- und HöS-Netzbetreiber **zunächst in Säule A** zu verankern. Hierfür sprechen folgende Argumente:

- Keine direkte Teilnahme des HS-Netzbetreibers an der marktlichen Beschaffung (Säule B), so dass rechtliche Unsicherheiten hinsichtlich der Vereinbarkeit mit den Vorgaben des Unbundling reduziert werden.
- Der Blindleistungsaustausch zwischen Netzbetreibern ist physikalisch gegeben und erfordert auch ohne ein Beschaffungskonzept mindestens eine technische Koordination. Diese wird im Rahmen des Beschaffungskonzepts in Säule A adressiert.
- Vorhandenes Potenzial wird adressiert und kann gehoben werden. Da der ÜNB den Bedarf über alle drei Säulen deckt, besteht weiterhin ein Anreiz diesen effizient zu decken, auch wenn die volle Koordinationsfunktion des Marktes zur Bestimmung der effizienten Lösung durch die Entkopplung von Säule B eingeschränkt ist.
- Steuerwirkung verbleibt im Konzept, sodass auch zukünftig bedarfsgerechte Anpassungen möglich sind.
- Aufbau auf bestehenden Strukturen/Verträgen und friktionslose Einführung möglich.

Sofern die Regulierungsbehörde der juristischen Einschätzung der Gutachter folgt bzw. die **Unsicherheit bzgl. des Unbundling** zu einem späteren Zeitpunkt auf nationaler oder ggf. europäischer Ebene **aufgelöst werden kann**, empfehlen die Gutachter die vertikale Blindleistungsbereitstellung aufgrund der größeren Anreize und Effizienzpotenziale **in Säule B zu verankern**. Aufgrund der Flexibilität des Konzeptes ist dieser Übergang auch zu einem späteren Zeitpunkt noch möglich. Diese Flexibilität wird auch durch die parallele Darstellung der beiden Optionen in Unterkapitel 4.4 bzw. 5.6 und den folgenden Ausführungen untermauert.

7.3. HS-Netzbetreiber im Kontext der vertikalen Blindleistungsbereitstellung

Im Folgenden wird der Einbezug der vertikalen Blindleistungsbereitstellung durch den HS-Netzbetreiber in die Blindleistungsbeschaffung des HöS-Netzbetreibers weiter beschrieben.

7.3.1. Der HS-VNB als „Potentialheber“

Da auf der HöS im Zuge der Energiewende mit einem Wegfall eines signifikanten Anteils der heutigen Blindleistungsbereitsteller auf der HöS gerechnet wird und zudem ein deutlich höherer Bedarf erwartet wird, ist der ÜNB künftig auf die Deckung seines Blindleistungsbedarfs durch andere bzw. zusätzliche Quellen angewiesen. Dies können VINK, sich neu ansiedelnde oder bisher nicht für die Blindleistungsbeschaffung genutzte verbleibende Erzeuger, Verbraucher oder Speicher, oder aber Blindleistungspotentiale aus unterlagerten Netzebenen sein. Die Gutachter erwarten, dass praktisch insbesondere VINK und Potentiale aus unterlagerten Netzebenen von größerer Relevanz sind. Ursache hierfür ist, dass das Gro der perspektivisch vorhandenen Erzeuger und Speicher in der HS oder darunter angeschlossen sein wird und des Weiteren keine signifikante Veränderung der wenigen direkt an der HöS angeschlossenen Verbraucher erwartet wird. Wie die vertikale Blindleistungsbereitstellung durch den HS-Netzbetreiber in das Beschaffungskonzept integriert werden kann, wurde ausgiebig in Unterkapitel 7.2 dargestellt.

Potentialhebung wird angereizt, Innovation gefördert. Gleichzeitig können die Anreize des Beschaffungskonzeptes je nach Parametrierung dafür sorgen, dass die vertikale Bereitstellung von Blindleistung für das HöS für potenzielle Anbieter ein interessantes zusätzliches Geschäftsmodell sein kann, welches zudem zu einer volkswirtschaftlichen Effizienzsteigerung führt. Insbesondere die vorgeschlagene moderate bis hohe regulierte Vergütung der HöS oberhalb derjenigen in der HS (vgl. Abschnitt 4.3.4, bzw. 4.3.3) trägt in Kombination mit der Incentivierung des ÜNB zur Abwägung der Beschaffungsoptionen dazu bei, dass HS-Netzbetreiber künftig etwaige Blindleistungserbringungspotenziale auf der HS gebündelt für den ÜNB zugänglich machen können. Die tatsächliche Anreizwirkung für den HS-Netzbetreiber ist dann abhängig von potenziellen Zahlungsströmen zwischen dem HS- und HöS-Netzbetreiber. Zusätzlich sorgt

die extrinsische Motivation der ÜNB durch den ex-ante Vergleichsprozess auf der HöS dafür, dass auch die Säule C mit der Säule A und B abgewogen wird (bzw. werden muss). Die Gutachter erhoffen sich von diesen Anreizen eine hinreichende Wirkung auf die HS-Netzbetreiber innovative Lösungen zu entwickeln, um die o.g. Potenziale nicht nur zur (primär nötigen) lokalen Spannungshaltung in der HS zu nutzen, sondern auch vertikale Beiträge zur HöS zu liefern bzw. zu vermarkten versuchen. Diese Anreizwirkung würde bei einer Einordnung der vertikalen Blindleistungsbereitstellung in Säule B ihr volles Potenzial entfalten. Aus den in Unterkapitel 7.2 genannten Gründen wird jedoch zunächst eine Einordnung in Säule A empfohlen. Durch die Wahlfreiheit des Konzepts wird in beiden Fällen sichergestellt, dass nur die Potenziale gehoben werden, die zu einer effizienten Deckung des Blindleistungsbedarfs führen, da anderenfalls der ÜNB alternative Beschaffungswege zur Deckung seines Blindleistungsbedarfs wählt bzw. der VNB keine Blindleistung spannungsebenenübergreifend anbieten wird.

Aggregatoren können hierbei eine wichtige Rolle zur gebündelten Vermarktung mehrere Anlagen einer Netzebene gegenüber dem HS-Netzbetreiber einnehmen. Aufgrund der Wechselwirkungen mit der lokalen Spannungshaltung und den Netzrestriktionen (z.B. Bemessungsleistung des Trafos zur HöS) der HS selbst ist es jedoch aus Sicht der Gutachter nicht zielführend, dass Aggregatoren oder Anlagen ihre Potentiale direkt vertikal vermarkten bzw. anbieten können, zumal diese nicht beurteilen könnten, wie viel Blindleistung bzw. Blindarbeit sie tatsächlich für die HöS bereitstellen könnten. Für die detailliertere Diskussion der Rolle von Aggregatoren sei auf Unterkapitel 6.4 verwiesen.

Herausforderung. Eine besondere Herausforderung stellt die Harmonisierung der langfristigen Bedarfsprognose der ÜNB mit der langfristigen Prognose des vertikalen Blindleistungspotenzial (gesicherter Bereich) der HS-Netzbetreiber und der Berücksichtigung beider in der langfristigen Beschaffung des ÜNB dar. Diese Herausforderung besteht insbesondere im Fall der Einordnung der vertikalen Blindleistungsbereitstellung in die marktliche Beschaffung, also Säule B (vgl. Unterkapitel 5.2 und insbes. Unterkapitel 5.4). Hier ist dann ein Trade-off aus vielen Interessen (u.a. Planungssicherheit des ÜNB, Vermeidung der Schaffung von Markteintritts- bzw. Teilnahmebarrieren, Verhinderung der Marktabschottung einmal erfolgreicher Bieter,

Berücksichtigung der VINK-Opportunität, Risiko des HS-Netzbetreibers, etc.) zu finden. Zur Berücksichtigung des geschilderten Zielkonflikts (Trade-off) haben die Gutachter in Form der langfristigen marktlichen Beschaffung (Scheibe I der Säule B der HöS, vgl. Abschnitt 5.5.1) einen Vorschlag entwickelt, der versucht, diesen Interessen bestmöglich im Sinne des volkswirtschaftlichen Optimums gerecht zu werden. Im Fall der Einordnung der vertikalen Blindleistungsbereitstellung in Säule A, wie von den Gutachtern empfohlen, reduziert sich die Herausforderung auf die Harmonisierung der Prognosen. Dennoch stellt sich in beiden Fällen aus HS-Netzbetreiber die Frage, wie er mit einer sich ändernden Prognose seines vertikalen Blindleistungserbringungspotentials umgeht, wenn er dem ÜNB langfristig Blindleistung angeboten bzw. im Rahmen seiner jährlichen Vereinbarung zugesichert hat und der Zeitraum bis zum tatsächlichen Erbringungszeitraum kürzer wird. Die Gutachter sehen hier erneut die Flexibilität des Beschaffungskonzepts als zentralen Baustein, um dieses Problem aufzulösen und innovative Ansätze sowie die Nutzung von Erfahrungsgewinnen zu ermöglichen. Konkret hat der HS-Netzbetreiber folgende Möglichkeiten:

Er nutzt ggf. bereits vorhandene Potenziale in seiner Netzebene aus, die bisher ungenutzt waren (bspw. Blindleistungsbereiche von Windparks oder eigenen Kompensationselementen, die direkt an das Umspannwerk angeschlossen sind).

- Er reizt in seiner Säule A (auf der HS) die *einforderbaren TAB* durch seine *individuellen TAB* aus und/oder beschafft zusätzlich über Säule B oder (notfalls/ggf.) Säule C. Dadurch kann er bis zum Erbringungszeitraum zusätzliche Blindleistungspotentiale aufbauen bzw. ausbauen. D.h., der HS-Netzbetreiber antizipiert das Problem (was er wohl gut können sollte) und reizt seine eigenen Möglichkeiten aus.
- Falls es alternative Erbringer in der HöS gibt (z.B. Erzeuger, Lasten oder Speicher, die an der HöS angeschlossen sind und noch nicht kontrahiert wurden), tritt der HS-Netzbetreiber mit diesen im Zuge des jährlichen Sekundärhandels der Scheibe I der Säule B in Kontakt, um die eingegangenen Rechte und Pflichten auf der HöS zu verkaufen (vgl. Abschnitt 5.5.1 zur Scheibe I). Diese Option ist nur zugänglich, wenn die vertikale Beschaffung der Säule B angegliedert wird.

Zur Sicherstellung der Verfügbarkeit von marktlichen Alternativen wird die jährliche Überprüfung der Prognose des Blindleistungserbringungspotentials durch den HS-Netzbetreiber dringend empfohlen. Diese sollte auch beim angedachten jährlichen Austausch zwischen HS-Netzbetreiber und ÜNB überprüft werden⁴⁷. Dadurch ist aus Sicht der Gutachter die Gefahr von nicht hinreichend vorhandenen Blindleistungspotenzialen im Erbringungszeitraum stark limitiert.

Einbindung von MS Potentialen möglich, vorläufig jedoch nicht relevant. Dem HS-Netzbetreiber kommt zudem als Betreiber des Bindeglieds zwischen Übertragungs- und Verteilnetz die Rolle des „Potenzialhebers“ der MS zu. Nimmt der Anteil von steuerbaren Blindleistungspotentialen in der MS perspektivisch zu, kann der HS-Netzbetreiber entsprechend Blindleistung aus der MS kontrahieren. Diese kann er sowohl zur Deckung des Blindleistungsbedarfs der HS als u.U. auch für weitere vertikale Beiträge für die HöS nutzen. Die Gutachter erwarten aber, dass dies aufgrund der aktuell üblicherweise beschränkten IKT Ausstattung der MS (-Anlagen) im Status quo sowie möglicher zusätzlicher Netzverluste beim Blindleistungstransport weniger praktisch relevant ist. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass Netzverluste durch eine lokale Kompensation auch reduziert werden können, da ein Blindleistungstransport reduziert wird. Allerdings ist hier die Höhe der Anschlussleistung und die Positionierung im Netz und damit die Lokalität zu beachten. Die Gutachter empfehlen an der Schnittstelle HS-Netzbetreiber – MS-Netzbetreiber (mindestens) einen einmaligen Austausch analog zum Austausch zwischen ÜNB und HS-Netzbetreiber. Eine Pflicht sehen die Gutachter zunächst nicht vor, empfehlen aber zyklisch zu überprüfen, ob ein verpflichtender Austausch effizienzsteigernd wirken kann. Zur Bewertung dieses Sachverhalts sind die VNB einzubeziehen. Das Festhalten des Ist-Zustandes (der letzten Jahre) als Basis zur Bewertung und Festlegung des natürlichen Blindleistungsverhaltens von unterlagerten VNB wird hingegen ausdrücklich empfohlen. Damit wird die Logik des natürlichen Verhaltens des überlagerten Netzbetreibers auch auf die nachgelagerten Netzbetreiber übertragen. Der überlagerte Netzbetreiber kann damit zumindest einen Teilbereich seines natürlichen Verhaltens in den bilateralen Gesprächen mit dem nachgelagerten Netzbetreiber verankern und so „weitergeben“.

⁴⁷ S. dazu Abschnitt 7.3.2.

Perspektivisch könnte für den HS-Netzbetreiber auch der Einbezug unterlagerter Blindleistungspotenziale analog zur Vorgehensweise des HöS-Netzbetreibers interessant werden, wobei der ex-ante Vergleichsprozess hier auf rein freiwilliger Basis erfolgen würde. Ferner sind bedarfsgerechte Vereinfachung und Anpassungen zu prüfen. Dies sehen die Gutachter aber aufgrund der aktuell nicht gegebenen Relevanz allenfalls als Teil des AP 2 des Projektes SDL-Zukunft, weshalb an dieser Stelle keine weitere Ausarbeitung notwendig ist. Die Gutachter empfehlen vielmehr die Entwicklung zu beobachten und von den Erfahrungen der Schnittstelle ÜNB – HS-Netzbetreiber zu partizipieren, um dann bedarfsgerecht das Konzept für weitere Netzebenen weiterentwickeln zu können.

7.3.2. Rolle(n) des HS-Netzbetreibers in der vertikalen Blindleistungsbereitstellung

Das Beschaffungskonzept der HöS sieht drei verschiedenen Rollen für HS-Netzbetreiber vor, wobei für verschiedene Netzgebiete/Netzgruppen auch unterschiedliche Rollen eingenommen werden können. Dies bedeutet, dass ein HS-Netzbetreiber beispielsweise im Netzgebiet X teilaktiv sein kann, während er in den anderen Netzgebieten passiv ist. Für jedes Netzgebiet/Netzgruppe kann jedoch nur eine Rolle zeitgleich durch den VNB eingenommen werden. Ein Wechsel zwischen den Rollen ist möglich. Abhängig von der jeweiligen Rolle kann der VNB kurz bzw. langfristig vertikale Blindleistung bereitstellen. Die Zielstellung der unterschiedlichen Rollen des VNB ist dabei unabhängig davon, ob die vertikale Blindleistungsbereitstellung in Säule A oder B verankert wird. Da die Implikationen auf den VNB in Abhängigkeit der Einordnung jedoch unterschiedlich sind (keine Teilnahme am Markt vs. Teilnahme am Markt), werden die Unterschiede innerhalb der Rollenbeschreibung parallel dargestellt. Hierbei ist zu beachten, dass die Darstellungen der einzelnen Scheiben der marktlichen Beschaffung immer nur dann relevant sind, wenn die vertikale Blindleistungsbereitstellung – anders als von den Gutachtern zunächst empfohlen – in Säule B: marktliche Beschaffung verankert wird. Wird die vertikale Blindleistungsbereitstellung hingegen in Säule A: Technische Anschlussrichtlinien und Netzbetreiberkoordination verankert, so ist der Austausch exklusiv in der jährlichen Vereinbarung zwischen HS-Netzbetreiber und ÜNB zu regeln.

Der passive VNB

Mit der passiven Rolle wird primär der Zweck erfüllt, eine reibungslose Einführung des Beschaffungskonzepts für HS-Netzbetreiber zu ermöglichen. Daher entspricht der passive HS-Netzbetreiber weitestgehend dem Status quo (i.S. des Jahres 2020) der Blindleistungsbewirtschaftung zwischen HS-Netzbetreiber und ÜNB. Als ein Unterschied zum aktuellen Ist-Zustand wird eine **verbindliche jährliche Verhandlung zwischen ÜNB und VNB empfohlen** bei welcher eine Vereinbarung mit (mindestens) den folgenden Inhalten abgeschlossen wird:

1. Einteilung aller möglichen Bereiche des P-Q-Diagramms zwischen ÜNB und VNB im Erzeuger- oder Verbraucherzählpeilsystem in dem alle Bereiche des Austauschverhaltens den nachfolgenden Möglichkeiten a. bis c. zugeordnet werden:
 - a. vergütungspflichtige Bereiche, d.h. Bereiche für die der ÜNB dem VNB eine Vergütung zahlt;
 - b. pönalisierte Bereiche, d.h. Bereiche für die der VNB an den ÜNB zahlt;
 - c. einen neutralen Bereich, in dem keine Entlohnung oder Pönalisierung erfolgt.

Es ist auch möglich alle Bereiche des P-Q-Diagramms nur einer oder nur einer Kombination aus zweien der drei genannten Möglichkeiten zuzuordnen. Zudem ist es möglich, dass die Zuordnung aller möglichen Bereiche des P-Q-Diagramms zu den Möglichkeiten a., b. und c. im Zeitverlauf (bspw. Sommer/Winter) unterschiedlich sein kann, wenn dies entsprechend in der Vereinbarung so festgehalten wird.

2. Der neutrale Bereich gemäß Nummer 1. c. sollte dem erwarteten **natürlichen Blindleistungsverhalten** des unterlagerten Netzes im kommenden Jahr entsprechen. Die Gutachter empfehlen dieses anhand des in den letzten Jahren beobachteten (z.B. Berücksichtigung von drei Jahren) Blindleistungsverhalten zu ermitteln und bereits absehbare Entwicklungen des kommenden Jahres, wie bspw. den Anschluss weiter WEA, mit einzubeziehen. Einheitliche Planungsgrundlagen sind hier mindestens wünschenswert. Grundsätzlich ergibt sich das *natürliche Blindleistungsverhalten* durch das Verhalten von passiven Netzelementen, des

Wirkleistungsbezuges von Lasten, dem minimal und maximal zulässigen Blindleistungsverhalten von Lasten, der Wirkleistungseinspeisung aus Anlagen sowie dem minimal und maximal zulässigen Blindleistungsverhalten von Anlagen gemäß TAR. Veränderungen der Bereiche gegenüber dem Vorjahr können sich durch den Zubau von Anlagen, dem Anschluss neuer Lasten oder insbesondere Netzausbaumaßnahmen ergeben. Das natürliche Verhalten wird folglich durch das **Festhalten bzw.** bildlich gesprochen durch das **Fotografieren des Ist-Zustandes** bestimmt.

3. Festlegung, ob und wie kurzfristige Abweichungen von den Vereinbarungen entsprechend der oben Nummer eins (1.) bzw. innerhalb des vereinbarten Blindleistungsbereiche (z.B. durch kurzfristigen, telefonischen Austausch zwischen ÜNB und VNB) möglich sind. Diese Koordination erfolgt bereits heute unter dem Leitbild des „Unterstützen nach Können und Vermögen“ und trägt aus Sicht der Gutachter im erheblichen Maße zu einem effizienten Netzbetrieb bei. Daher sollte diese Option erhalten bleiben.
4. Festlegung, ob und wie die unter 3. genannten Abweichungen („nach Können und Vermögen“) zu Zahlungsströmen i.S.v. 1. a. bis c. führen.
 - a. Falls Zahlungsströme vorgesehen sind: Eine Angabe darüber, auf Basis welcher Messwerte diese bestimmt werden, sowie wann die Abrechnung (z.B. monatlich, jährlich) erfolgt.
 - b. Unter Berücksichtigung der installierten Messtechnik sowie der etablierten Prozesse empfehlen die Gutachter die Abrechnung auf Basis von viertelstündlichen Mittelwerten vorzunehmen. Dies wird beispielsweise auch im Kontext des Spannungshaltungskonzept der Schweiz praktiziert. Hier erfolgt die viertelstündliche Mittelwertbildung auf Basis von mindestens drei Messwerten. Eine vergleichbare Vorgabe für Deutschland sehen die Gutachter jedoch nicht vor, da durch den Eichvorgang die Qualitätssicherung sichergestellt ist.
5. Eine Angabe, auf welchen Knoten des Höchstspannungsnetzes sich die Vereinbarung bezieht und wo die zur Abrechnung entsprechend 1. notwendige Messung von Wirk- und Blindleistung erfolgt (Angabe des Messortes). Ein Pooling von Übergabepunkten ist hier möglich und aus Sicht der Gutachter zumeist empfehlenswert. Dies betrifft insbesondere Übergabepunkte, die elektrisch nahe beieinander liegen. Hierdurch soll das

wünschenswerte Verhalten von „Gegenkompensation“ nicht in Rechnung gestellt werden. Grundsätzlich empfehlen die Gutachter die Vereinbarung so auszugestalten, dass systemdienliche Gegenkompensationen aufgrund des beiderseitigen Nutzens sowie ihrer effizienzsteigernden Wirkung zwischen den Netzebenen zahlungsneutral erfolgen, auch wenn sich der Netzbetreiber dazu temporär Blindleistung entsprechend des pönanalisierten Bereichs bereitstellt. Die Ausgestaltung sollte im Zuge von 3. und 4. adressiert werden.

Die Vereinbarung sollte die Gültigkeit von einem Kalenderjahr (1. Januar bis 31. Dezember) haben und im Vorfeld abgeschlossen werden. Als Stichtag zur Unterzeichnung der Vereinbarung zwischen ÜNB und VNB kann z.B. der 30. September des vorherigen Kalenderjahres dienen. Zur Transaktionskostenminimierung ist es ab dem zweiten Kalenderjahr hinreichend, jährlich eine beiderseitig (rechtskräftig) unterschriebene Vertragsverlängerung vorzunehmen. Wie oben beschrieben wird allerdings empfohlen, den neuen Ist-Zustand inkl. der erwarteten Entwicklungen für das kommende Kalenderjahr zuvor festzuhalten und zu bewerten (*Festhalten bzw. Fotografieren des Ist-Zustandes*). Diese Vereinbarung entspricht der Mindestverpflichtung zur vertikalen Blindleistungsbereitstellung zwischen HS-Netzbetreiber und ÜNB (bei Einordnung in Säule A) bzw. der Teilnahme an Scheibe III der Säule B der HöS, sodass passive HS-Netzbetreiber zwangsweise an dieser Scheibe teilnehmen (bei Einordnung in Säule B). Die Pflicht zum jährlichen Austausch, sowie die Ausgestaltung des Austauschs und die Festlegung des natürlichen Blindleistungsverhalten ist folglich unabhängig von der Einordnung der vertikalen Blindleistungsbereitstellung in Säule A oder Säule B des Beschaffungskonzepts.

Der teilaktive VNB

Die Rolle des teilaktiven VNB ist größtenteils identisch zur Rolle des passiven VNB. Dementsprechend benutzt der teilaktive VNB bei der Einordnung der vertikalen Blindleistungsbereitstellung in Säule B im Regelfall auch die Scheibe III der Säule B, sodass auch hier die **Pflicht zur o.g. jährlichen Vereinbarung** (Festhalten des Ist-Zustands) besteht. Bei der Einordnung in Säule A besteht ebenfalls die Pflicht zur o.g. jährlichen Vereinbarung.

Zentraler **Unterschied zwischen dem passiven und dem teilaktiven VNB** ist, dass der teilaktive VNB die technischen und prozessualen Voraussetzungen erfüllt, um dem ÜNB kurzfristig in einem gewissen Stellbereich gezielt Blindleistung zur Verfügung stellen zu können. Hierdurch kann er im Rahmen von Säule A (Einordnung in Säule A) kurzfristig vertikale Blindleistung gezielt bereitstellen bzw. bei einer Einordnung in Säule B einer kurzfristigen Beschaffung von Blindleistung durch den ÜNB (vgl. Scheibe II in Abschnitt 5.5.2), z.B. analog der Day-Ahead-Wirkleistungsmärkte – wenngleich deutlich lokaler oder auf nodaler Basis – teilnehmen

Dies setzt im Fall der Einordnung in Säule B voraus, dass er Vorkehrungen für die Aktivierung von Scheibe II durch den ÜNB (Vorlaufzeiten vgl. Abschnitt 5.5.2) trifft und sich verpflichtet, an dieser teilzunehmen, indem er Gebote für den Blindleistungsaustausch entsprechend den Anforderungen des ÜNB abgibt (vgl. Abschnitt 5.5.2). Folglich signalisiert der teilaktive VNB dem ÜNB sein Interesse an Scheibe II bzw. gibt diesem seine vorhandenen Potentiale zum kurzfristigen vertikalen Blindleistungsaustausch bekannt. Da ein rationaler VNB diese nur offenlegen wird, sofern er Erlöse antizipiert, trägt er somit zu einer verbesserten Informationsbasis und u.U. zu einer effizienteren Beschaffung des ÜNB bei. Sofern der VNB kein Potenzial für den kurzfristigen vertikalen Blindleistungsaustausch (außerhalb der jährlichen Vereinbarung) sieht bleibt er passiv.

Bei einer Einordnung der vertikalen Blindleistungsbereitstellung in Säule A wird die kurzfristige Blindleistungsbereitstellung für das HöS-Netz entsprechend in der jährlichen Vereinbarung adressiert, sofern der VNB die Möglichkeit zur kurzfristigen Bereitstellung sieht und der ÜNB einen entsprechenden Bedarf aufweist. Der wesentliche Unterschied zum passiven VNB besteht folglich darin, dass kurzfristig zumindest zeitweise der Blindleistungsaustausch gezielt gesteuert werden kann und dies beiderseits erwünscht ist. In der Vereinbarung sollte u.a. festgelegt werden, ob und welche Zahlungsströme mit der gezielten kurzfristigen Blindleistungsbereitstellung einhergehen und wie der Austausch bzw. die Koordination genau ausgestaltet werden soll.

Jährliche Vereinbarung regelt auch die kurzfristige vertikale Blindleistungsbereitstellung. Bei Einordnung in die marktliche Beschaffung (Säule B) muss diese jedoch während der Erbringung von Scheibe II ausgesetzt werden. Damit es in der Zeit, in der die Scheibe II (kurzfristige Blindleistungsbereitstellung) durch den ÜNB aktiviert ist, zu keinem Widerspruch mit der jährlichen Vereinbarung (analog passiver VNB) zwischen ÜNB und VNB kommt, ist die jährliche Vereinbarung eines teilaktiven VNB im Falle der Einordnung in Säule B, um eine Regelung für diese Zeit zu ergänzen. Bspw. könnte festgelegt werden, dass die entsprechenden Blindleistungsgrenzen und Zahlungsströme aus der jährlichen Vereinbarung komplett aussetzen, solange die Scheibe II aktiviert ist. Es gelten dann, die im Rahmen von Scheibe II marktlich fixierten Erbringungs- und Zahlungsverpflichtungen. Es sei jedoch betont, dass der jährliche Austausch auch z.B. hinsichtlich der Planbarkeit für ÜNB und VNB einen Mehrwert bietet. Dies bleibt unberührt von einem Aussetzen von Teilbereichen der jährlichen Vereinbarung bestehen. Allein das Wissen über den technischen Austausch ist hier ein relevanter Punkt, der unabhängig von Zahlungsmodalitäten erhalten bleiben sollte. Daher sollte trotz aktiver Scheibe II (und auch im Rahmen der langfristigen marktlichen Beschaffung (Scheibe I)) weiterhin die Pflicht zur jährlichen Vereinbarung bestehen, wenngleich hier nun keine Zahlungsströme geregelt werden. Alternativ ist auch denkbar, dass die jährliche Vereinbarung partiell nur für die Zeiträume ausgesetzt wird, in denen der teilaktive VNB ein Gebot in der Scheibe II eingestellt hat, das vom ÜNB auch ausgewählt worden ist. Dabei ist stets sicherzustellen, dass während der aktiven Blindleistungsbereitstellung im Rahmen von Scheibe II keine zusätzlichen Vergütungs- (Doppeltergütung) oder Zahlungsverpflichtungen (Pönalisierung) aus der jährlichen Vereinbarung entstehen. Bei einer Einordnung der vertikalen Blindleistungsbereitstellung in Säule A ist der Blindleistungsaustausch zwischen HS-Netzbetreiber und ÜNB exklusiv in der jährlichen Vereinbarung geregelt und erfolgt losgelöst von einer möglichen marktlichen Beschaffung des ÜNB. Folglich muss in diesem Fall auch keine Ausnahmeregelung getroffen werden.

Teilaktivität ermöglicht auch die langfristige vertikale Blindleistungsbereitstellung bzw. die Teilnahme an Scheibe I. Da der teilaktive VNB zudem schon die technischen Voraussetzungen zur langfristigen vertikalen Blindleistungsbereitstellung bzw. der Scheibe I erfüllt, kann im Rahmen der jährlichen Vereinbarung auch die langfristige vertikale Bereitstellung geregelt werden (Einordnung in Säule A) bzw. ist er berechtigt, im Rahmen der Scheibe I der Säule B als Anbieter aufzutreten (Einordnung in Säule B), sofern er dies möchte und der ÜNB eine entsprechende Ausschreibung durchführt. Hierzu muss der teilaktive VNB sein gesichertes Potenzial (unter Berücksichtigung des geplanten Kapazitätsaufbaus) für den Erbringungszeitraum prognostizieren. Eine **verpflichtende langfristige vertikale Blindleistungsbereitstellung (Einordnung Säule A) bzw. erfolgreiche Teilnahme an einer Ausschreibung der Scheibe I (Einordnung Säule B) bedeutet einen automatischen Wechsel in die aktive VNB-Rolle zum Beginn des Erfüllungszeitraumes** der Ausschreibung (s.u. in diesem Abschnitt zu „Übergang zwischen den Rollen“)

Der aktive VNB

Aktive Rolle während des Erfüllungszeitraums der langfristigen Beschaffung (Scheibe I). Im Gegensatz zum teilaktiven VNB hat der aktive VNB entweder bereits erfolgreich an einer Ausschreibung der Scheibe I teilgenommen und befindet sich im Erfüllungszeitraum dieser Ausschreibung (Einordnung Säule B) oder hat in seiner jährlichen Vereinbarung einen langfristigen vertikalen Blindleistungsaustausch mit dem ÜNB vereinbart (Einordnung Säule A).

Solange er sich nicht im Erfüllungszeitraum der langfristigen Blindleistungsbereitstellung befindet, verbleibt der HS-Netzbetreiber in der teilaktiven Rolle. Auch zum Ende des Erfüllungszeitraums wechselt er automatisch zurück in die teilaktive Rolle, außer er schließt entweder eine neue langfristige Vereinbarung ab (Einordnung Säule A) oder wurde erneut im Rahmen von Scheibe I bezuschlagt und geht in einen neuen Erfüllungszeitraum über (Einordnung Säule B). Wechselt der VNB zurück in die teilaktive Rolle ist bei der Einordnung in Säule B auch eine jährliche Vereinbarung bis zum Stichtag (z.B. 30. September) im letzten Erfüllungsjahr entsprechend den Vorgaben zum teilaktiven VNB zu unterzeichnen.

Da der aktive VNB (selbstverständlich) die technischen Voraussetzungen zur Teilnahme an Scheibe I und II erfüllt, kann er bei einer Einordnung der vertikalen Blindleistungsbereitstellung in Säule B auch an der kurzfristigen marktlichen Beschaffung (Scheibe II der Säule B) des ÜNB teilnehmen. Dabei ist zu beachten, dass er seine Pflichten entsprechend den vertraglichen Vereinbarungen der Scheibe I zu erfüllen hat, Kapazitäten also nicht zeitgleich doppelt vermarkten kann. Praktisch wäre dies z.B. von Relevanz, wenn der ÜNB Blindleistungsabrufpotentiale sieht, die kostengünstiger als die mit dem aktiven VNB vereinbarten Blindarbeitspreise sind.

7.3.3. Übergang zwischen den Rollen

Ausgangslage. Initial nehmen alle VNB die Rolle des passiven VNB ein. Ein direkter Übergang von der passiven in die aktive Rolle ist zunächst nicht vorgesehen, sondern kann nur aus der teilaktiven Rolle heraus erfolgen. Dies liegt nicht zuletzt darin begründet, dass Blindleistung gesichert zur Bereitstellung zur Verfügung stehen muss. Daher sind zunächst die notwendigen Voraussetzungen zur Sicherung der Verfügbarkeit der Blindleistung zu schaffen. Letztlich wirkt der aktive VNB aus Sicht des ÜNB rein technisch wie ein virtueller Kraftwerksknoten mit einstellbarer Blindleistung – wenngleich die Flexibilität vom ÜNB zu definieren ist. Dieser Prozess wird praktisch nicht direkt umsetzbar sein. Darüber hinaus wird der langfristige Erbringungszeitraum in weiterer Zukunft liegen. Daher ist eine Übergangsphase unumgänglich und kann durch die teilaktive Rolle ausgefüllt werden.

Passiv zu teilaktiv. Der Übergang von der passiven zur teilaktiven Rolle setzt voraus, dass der Netzbetreiber, die zuvor genannten technischen und prozessualen Voraussetzungen zur Teilnahme an der kurzfristigen Blindleistungsbeschaffung des ÜNB erfüllt. Ist dies gegeben, wechselt er auf Wunsch in die teilaktive Rolle und kann (muss aber nicht) entweder Angebote im Rahmen der kurzfristigen marktlichen Beschaffung (Scheibe II) platzieren oder bei einer Einordnung der vertikalen Blindleistungsbereitstellung in Säule A diesen kurzfristigen Austausch entsprechend in der jährlichen Vereinbarung regeln.

Teilaktiv zu passiv. Ein aktiver Wechsel von der teilaktiven in die passive Rolle ist grundsätzlich nicht vorgesehen erfolgt jedoch automatisch, wenn der Netzbetreiber die notwendigen technischen und prozessualen Voraussetzungen nicht mehr erfüllt bzw. er entweder nicht mehr an der marktlichen Beschaffung (Einordnung Säule B) oder an der gezielten Blindleistungsbereitstellung für den ÜNB (Einordnung Säule A) partizipieren möchte.

Teilaktiv zu aktiv. Die aktive Rolle des VNB beginnt entweder mit der Blindleistungsbereitstellung im Rahmen der langfristigen marktlichen Beschaffung (Scheibe I), d.h. mit dem Erbringungszeitraum eines erfolgreichen Gebotes oder wenn eine entsprechende langfristige vertikale Blindleistungsbereitstellung in der jährlichen Vereinbarung bei einer Einordnung in Säule A beschlossen wird und diese sich im Erbringungszeitraum befindet. Während des gesamten Erbringungszeitraums verbleibt der VNB in der aktiven Rolle. Zwischen der Gebotsabgabe/der Bezuschlagung bzw. der Fixierung in der jährlichen Vereinbarung und dem Erbringungszeitraum verbleibt der VNB in der teilaktiven Rolle. In diesem Zeitraum baut er ggf. noch fehlende Kapazitäten für den Erbringungszeitraum auf. Auch kann er bereits vorhandene Kapazitäten bereits im Rahmen der kurzfristigen marktlichen Beschaffung (Scheibe II) vermarkten bzw. über entsprechende Regelungen in der jährlichen Vereinbarung dem ÜNB zur Verfügung stellen (Einordnung in Säule A). Wichtig ist zu betonen, dass er diesem Zeitraum auch bei einer Einordnung der vertikalen Blindleistungsbereitstellung in Säule B weiterhin den Pflichten des teilaktiven VNB, also der jährlichen Vereinbarung zwischen VNB und ÜNB unterliegt.

Aktiv zu teilaktiv. Nach Beendigung des Erbringungszeitraums wechselt der VNB automatisch zurück in die teilaktive Rolle mit den entsprechenden Rechten und Pflichten, sofern er sich nicht in einem neuen/weiteren Erbringungszeitraum befindet.

bersicht. Nachstehende Abbildung 7-4 stellt den Übergang zwischen den Rollen des VNB bei einer Einordnung der vertikalen Blindleistungsbereitstellung in Säule B schematisch dar. In diesem Zusammenhang sei noch einmal auf zwei relevante Fristen hingewiesen. Zum einen ist die jährliche Vereinbarung zwischen ÜNB und HS-Netzbetreiber bis spätestens zu einem Stichtag (im Bsp.: 30.09) eines jeden Kalenderjahres abzuschließen. Zum anderen erfolgt im Vorfeld bis spätestens zu einem vorgelagerten Stichtag (im Bsp. 30.06) die Bekanntmachung des ÜNB hinsichtlich der Anforderung der Partizipation an der kurzfristigen marktlichen Beschaffung (Scheibe II). Siehe oben „*der passive VNB*“ für weitere Details.

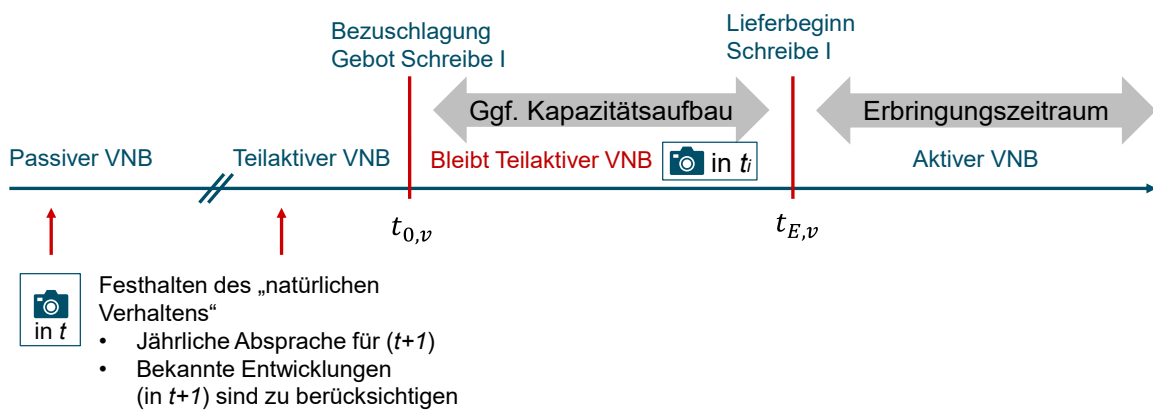


Abbildung 7-4: Schematische Darstellung des Übergangs zwischen den Rollen des HS-Netzbetreiber bei einer Einordnung der vertikalen Blindleistungsbeschaffung in Säule B.

Bei einer Einordnung der vertikalen Blindleistungsbereitstellung in Säule A ist der Übergang grundsätzlich ähnlich, muss jedoch nicht formal fixiert werden, da der HS-Netzbetreiber nicht in direkter Konkurrenz zu anderen Akteuren der marktlichen Beschaffung besteht. Daher ist hier für die entsprechende Rolle des HS-Netzbetreibers ausschließlich entscheidend, welcher Blindleistungsaustausch zwischen HS-Netzbetreiber und ÜNB im Rahmen der jährlichen Vereinbarung vereinbart wurde und ob bereits eine langfristige Blindleistungsbereitstellung erfolgt. Da die jährliche Vereinbarung individuell und ausschließlich bilateral ausgestaltet wird, sehen die Gutachter in diesem Fall jedoch neben der Frist zum Abschluss der jährlichen Vereinbarung und den unter „passiver VNB“ genannten Inhalte der jährlichen Vereinbarung keine weiteren formalen Fristen für diese vor.

7.3.4. Ausgestaltungsoptionen der vertikalen Blindleistungsbereitstellung

Verzahnung von Bedarf und (langfristiger) Beschaffung. Ein HS-Netzbetreiber, der erfolgreich an der langfristigen marktlichen Beschaffung von Blindleistung des überlagerten ÜNB (Schreibe I der Säule B der HöS) teilnimmt bzw. dies im Rahmen seiner jährlichen Vereinbarung für einen zukünftigen Zeitpunkt fixiert (Einordnung in Säule A), verpflichtet sich im Erbringungszeitraum Blindleistung entsprechend den Vorgaben der Ausschreibung bzw. der jährlichen Vereinbarung erbringen zu können. Dabei ist entscheidend, dass entweder die Ausschreibung des Blindleistungsbedarfs durch den ÜNB bereits Details zur praktischen Ausgestaltung der Blindleistungsbereitstellung im Erbringungszeitraum beinhaltet (Einordnung in Säule B) oder dass eben diese in der jährlichen Vereinbarung fixiert wurden (Einordnung in Säule A). Diese Anforderungen müssen sich am tatsächlichen Bedarf des ÜNB orientieren. Im Fall der Einordnung in die marktliche Beschaffung sind diese Details formal in Absatz 5.5.1 (Scheibe I, 3. Punkt der Informationen, die in der Ausschreibung enthalten sein müssen) beschrieben. Für die vertikale Blindleistungsbereitstellung gelten folglich die gleiche Ausgestaltung wie für direkte Anbieter der HöS-Ebene. Erfolgt die vertikale Blindleistungsbereitstellung im Rahmen von Säule A und nicht von Säule B, sind die Ausgestaltungsmerkmale entsprechend in der jährlichen Vereinbarung zwischen HS-Netzbetreiber und ÜNB individuell und bilateral auszugestalten. Dies bedeutet insbesondere auch, dass es keine formalen Anforderungen für die Ausgestaltung des langfristigen Austauschs in diesem Fall gibt.

7.3.5. Beschaffung zwischen VNB

Aktive vertikale Beiträge zwischen VNB verschiedener Spannungsebenen aktuell nicht effizient möglich. Wie zuvor bereits beschrieben ist aus Sicht der Gutachter insbesondere die Schnittstelle zwischen dem Übertragungsnetz und dem Hochspannungsnetz von Relevanz. Grundsätzlich lässt sich das Konzept jedoch auch auf den Blindleistungsaustausch zwischen VNB übertragen. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Bedarfsbestimmung auf den unterlagerten Spannungsebenen nicht vergleichbar systematisch erfolgt wie im Übertragungsnetz. Dies führt dazu, dass ggf. keine knoten- bzw. regionsscharfen Bedarf vorliegt und somit unterlagerte Netzbetreiber praktisch nicht partizipieren können. Zeitgleich sind die technischen

und prozessualen Voraussetzungen bisher auf niedrigeren Spannungsebenen i.d.R. nicht gegeben, sodass die vertikale Blindleistungserbringung gegenwärtig nicht effizient möglich ist. Die Gutachter empfehlen daher für den vertikalen Blindleistungsaustausch zwischen VNB auf das beschriebene Konzept zurückzugreifen jedoch zunächst Erfahrungen im Rahmen der kurzfristigen Beschaffung zu sammeln. Auch sollten bedarfsgerechte Vereinfachungen und Neuparametrierungen vorgenommen werden. Dies betrifft insbesondere die Ausschreibung der langfristigen Beschaffung sowie die Vorlauf- und Vertragslaufzeiten im Fall der Einordnung in die Säule B.

Zyklischer Austausch zwischen den VNB empfohlen. Obwohl aktuell noch keine aktive vertikale Blindleistungsbereitstellung zwischen den VNB möglich ist, empfehlen die Gutachter, dass auch zwischen den Verteilnetzbetreiber der HS und MS sowie bedarfsgerecht auch zwischen der MS und NS ein zyklischer Austausch (u.a.) über das *natürliche Blindleistungsverhalten* (vgl. passiver VNB) der unterlagerten Netzebene erfolgt. Dieser Austausch ist jedoch nicht verpflichtend und muss nicht jährlich, sondern sollte bedarfs- und sachgerecht, d.h. bei absehbaren Entwicklungen im Netzgebiet, erfolgen. Hierdurch können einerseits unnötige Transaktionskosten vermieden werden. Andererseits haben die unterlagerten Netzebenen einen direkten und teilweise starken Einfluss auf das (natürliche) Blindleistungsverhalten des HS. Daher sollten Entwicklungen der unterlagerten Netzebenen mit einbezogen werden. Damit sollte die Logik des natürlichen Verhaltens des überlagerten Netzbetreibers auch auf die nachgelagerten Netzbetreiber übertragen werden können. Der überlagerte Netzbetreiber kann damit zumindest einen Teilbereich seines natürlichen Verhaltens in den bilateralen Gesprächen mit dem nachgelagerten Netzbetreiber verankern und so vertraglich „weitergeben“, sodass er seinen Verpflichtungen gegenüber dem ÜNB besser nachkommen kann.

8 Literaturverzeichnis

- [1] I. Schlecht, C. Wagner, W. Lehnert, M. Bucksteeg, A. Schinkenendza und N. Voß, Effizienzprüfung marktgestützter Beschaffung von nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen (NF-SDL) - Bericht im Auftrag des BMWi, Berlin, 2020.
- [2] M. H. Prof. Dr.-Ing. Oliver Brückl, „Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit - Endbericht zum Dienstleistungsauftrag des BMWi,“ 09.September 2016.
- [3] Kommission zur zukünftigen Beschaffung von Blindleistung; Brückl, Vorsitz: Prof. Dr.-Ing. Oliver, „Endbericht der Kommission zur zukünftigen Beschaffung von Blindleistung,“ 10.Oktober 2019.
- [4] Gabler Wirtschaftslexikon, „Definition Produkt,“ 2020. [Online]. Available:
<https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/produkt-42902/version-266242>.
- [5] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn (BNetzA), „Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan 2021-2035,“ Bonn, 26. Juni 2020.
- [6] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena); Bründlinger, Thomas; et. al., „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende - Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050,“ Berlin, Juli 2018.
- [7] Amprion GmbH, „Muster Anschlussnutzungsvertrag Kraftwerke,“ 2018.

- [8] swissgrid, „Spannungshaltungskonzept - Konzept für die Spannungshaltung im Übertragungsnetz der Schweiz ab 2020,“ Aarau, 2019.
- [9] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA); Bundeskartellamt, „Monitoringbericht 2019,“ Bonn, 2019.
- [10] Neon; consentec, „Kosten- oder Marktbasiert? - Zukünftige Redispatch-Beschaffung in Deutschland,“ 2019.
- [11] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „dena-Verteilnetzstudie: Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030,“ Deutsche Energie-Agentur GmbH, Berlin, 2012.
- [12] (BMWi), Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Weißbuch - Ein Strommarkt für die Energiewende,“ Berlin, 2015.
- [13] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. | Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, „FNN-Studie: Statische Spannungshaltung,“ Berlin, 2015.
- [14] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena); ef.Ruhr GmbH, „Systemsicherheit 2050 - Systemdienstleistungen und Aspekte der Stabilität im zukünftigen Stromsystem,“ Berlin, 2020.
- [15] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes zur marktgestützten Beschaffung von Systemdienstleistungen,“ 2020.
- [16] Herausgeber Umweltbundesamt (BMU), „Verwirklichung des Potenzials der erneuerbaren Energien durch Höherauslastung des Bestandsnetzes und zügigen Stromnetzausbau auf Verteilnetzebene,“ 2020.

- [17] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), „Diskussionspapier Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb,“ Bonn, 2018.
- [18] Greve, M., Vertikale Blindleistungsbereitstellung aus dem Verteilnetz, Dortmund, 2016.
- [19] ARGE FNB OST, „Netzausbauplan 2019,“ 2019. [Online]. Available: www.arge-fnb-ost.de.