



Beschluss

Az. BK6-23-010

In dem Festlegungsverfahren

zu den Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der inhärenten Reaktion auf ein Wirkleistungsungleichgewicht als Teil der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ durch die regelzonenverantwortlichen deutschen Übertragungsnetzbetreiber

hat die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Klaus Müller,

durch den Vorsitzenden Christian Mielke,
den Beisitzer Dr. Jochen Patt
und den Beisitzer Jens Lück,

am 22.04.2025 beschlossen:

1. Die Festlegung BK6-20-298 betreffend die Ausnahme von der Verpflichtung zur marktgestützten Beschaffung der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ vom 18.12.2020 wird aufgehoben, soweit sie die Verpflichtung der Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung (**ÜNB**) zur marktgestützten Beschaffung der inhärenten Reaktion auf ein Wirkleistungsungleichgewicht betrifft, um eine, ggf. auch nur lokale, Überschreitung von Grenzwerten der Frequenzhaltung zu verhindern, die für die Netzstabilität kritisch sein kann.

Durch die ÜNB ist eine marktgestützte Beschaffung gemäß dem in Anlage 1 zu diesem Beschluss enthaltenen Beschaffungskonzept durchzuführen.

2. Das in Anlage 1 festgelegte Beschaffungskonzept wird befristet bis zum 31.12.2031.
3. Ein Widerruf bleibt vorbehalten.

Gründe

A.

Das Festlegungsverfahren betrifft die nicht frequenzgebundene Systemdienstleistung (**nfSDL**) „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ gemäß § 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 2 i.V.m. Abs. 5 EnWG.

„Trägheit der lokalen Netzstabilität“ nach § 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG meint laut den Gesetzesmaterialien zu § 12h EnWG¹

„eine inhärente oder regelungstechnisch umgesetzte Reaktion auf ein Wirkleistungsungleichgewicht, um eine, gegebenenfalls auch nur lokale, Überschreitung von Grenzwerten der Frequenzhaltung, die für die Netzstabilität kritisch sein kann, zu verhindern. Unter inhärente Reaktionen ist insbesondere die Momentanreserve aus Synchronmaschinen (Schwungmasse) oder netzbildenden Umrichtern (synthetische Schwungmasse) zu verstehen, die das Ziel hat, Frequenzgradienten zu begrenzen. Die Momentanreserve reagiert dabei unverzüglich auf kurzzeitige Änderungen des Spannungswinkels, wirkt dem Wirkleistungsungleichgewicht entgegen und begrenzt den Frequenzgradienten im Ursprung. Unter die regelungstechnisch umgesetzte Reaktion fallen regelungsbasierte Wirkleistungsänderungen, welche verzögert zur Stützung der Frequenz beitragen. Davon abzugrenzen ist Regelleistung.“

Dies zu Grunde gelegt hat die Trägheit der lokalen Netzstabilität zwei verschiedene technische Ausprägungen: zum einen die inhärente und zum anderen die regelungstechnisch umgesetzte Reaktion auf ein Wirkleistungsungleichgewicht.

Mit Tenorziffer 1 wird die Ausnahme der nfSDL „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ von der marktgestützten Beschaffung, welche die Bundesnetzagentur am 18.12.2020 unter dem Aktenzeichen BK6-20-298 erlassen hat², teilweise aufgehoben. Die Teilaufhebung betrifft die Ausnahme der ÜNB von der Verpflichtung zur marktgestützten Beschaffung der inhärenten Reaktion auf ein Wirkleistungsun-

¹ BT-Drs. 19/21979 vom 31.08.2020, S. 14.

² Die Ausnahmeentscheidung vom 18.12.2020 ist online abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2020/BK6-20-298/BK6-20-298_beschluss.html

gleichgewicht, im Folgenden „**Momentanreserve**“ genannt. Insoweit wird gemäß Tenorziffer 1 künftig eine marktgestützte Beschaffung durchgeführt. Von der Verpflichtung zur marktgestützten Beschaffung ausgenommen bleibt die regelungstechnisch umgesetzte Reaktion auf ein Wirkleistungsungleichgewicht als Teil der „Trägheit der lokalen Netzstabilität“³.

I. Hintergrund

1. Die Regelungen des § 12h EnWG basieren auf den Vorgaben aus Art. 31 Abs. 6 bis 8 und Art. 40 Abs. 5 bis 7 i. V. m. Abs. 1, 4 der in nationales Recht umzusetzenden Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (**Strommarkt-Richtlinie**) aus dem Clean-Energy-Gesetzpaket der EU. Mit Inkrafttreten des § 12h EnWG am 27.11.2020 sind die nFDL zur Spannungsregelung, zur Trägheit der lokalen Netzstabilität, zum Kurzschlussstrom, zur dynamischen Blindstromstützung, zur Schwarzstartfähigkeit und zur Inselbetriebsfähigkeit grundsätzlich in marktgestützten Verfahren zu beschaffen, soweit sie für einen sicheren, zuverlässigen und effizienten Netzbetrieb erforderlich sind. Ziel des § 12h EnWG ist, die Erbringung der nFDL „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ durch die Einführung von transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren für alle Marktteilnehmer zu öffnen.⁴ Dadurch sollen Potentiale für die technische Erbringung und wirtschaftliche Effizienz gehoben werden.⁵

2. Die nicht frequenzgebundene Systemdienstleistung „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ nach § 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG dient dazu, einem unvorhersehbaren und unerwünschten Abweichen der Frequenz von ihrem Sollwert von 50 Hertz (**Hz**) entgegenzuwirken. Der stabile Betrieb eines elektrischen Energieversorgungssystems setzt voraus, dass Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie stets im Gleichgewicht zueinander stehen, da sich Energie nur sehr geringfügig in Elektrizitätsversorgungssystemen speichern lässt. Abweichungen zwischen Erzeugung und Entnahme – sog. Leistungsungleichgewichte – müssen umgehend ausgeglichen werden, damit es zu keiner Gefährdung der Systemstabilität kommt. Die Ursachen für solche Abweichungen liegen u. a. in Prognoseungenauigkeiten, einer Fehlbewirtschaftung von Bilanzkreisen oder in Produktionsausfällen von Kraftwerken. Leistungsungleichgewichte treten aber auch in Folge sogenannter System-Splits auf. Dabei kommt es infolge eines größeren Störfalls zur Auftrennung des Netzes in zwei oder mehr Netzeinseln. Solche System-Splits können je nach der zum Zeitpunkt ihres Auftretens vorliegenden Netz-situation nicht sicher beherrscht werden. So kann es aufgrund der vor dem System-Split vorherrschenden Leistungstransporte zu sehr hohen Leistungsungleichgewichten in den sich neu bildenden

³ Die Begründung zum teilweisen Fortbestehen der Ausnahme ist online abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2020/BK6-20-298/BK6-20-298_ergeb_ueberpruefung_ausnahmeent.html?nn=877610.

⁴ Gesetzesbegründung zu § 12h EnWG, BT-Drs. 19/21979, S. 9.

⁵ Gesetzesbegründung zu § 12h EnWG, ebenda.

Netzregionen kommen, denn Leistungsbezüge aus anderen Netzregionen bzw. Leistungsabgaben in andere Netzregionen werden plötzlich und unvorhergesehen unterbrochen, ohne dass Verbrauch und Erzeugung in der jeweiligen Netzinsel sofort angepasst werden könnten. In der Folge ändert sich die Netzfrequenz dort sehr schnell und es können Frequenzabweichungen sehr hohen Ausmaßes auftreten.

3. Aus technischer Sicht äußert sich die Erhaltung des Leistungsgleichgewichts darin, dass die Netzfrequenz in einem sehr engen Bereich um den Sollwert von 50 Hz gehalten werden muss: Übersteigt die in das Netz eingespeiste Energie die zum selben Zeitpunkt entnommene Energie, liegt ein Leistungsüberschuss im Netz vor. Die Netzfrequenz steigt in diesem Fall über die Sollfrequenz von 50 Hz an. Demgegenüber fällt die Netzfrequenz bei einem Leistungsmangel unter 50 Hz ab. Die Momentanreserve sorgt dafür, dass Frequenzänderungen durch auftretende Leistungsungleichgewichte gedämpft bzw. zeitlich verzögert werden. Sie begrenzt die Frequenzänderungsgeschwindigkeit und „überbrückt“ die Zeit, bis nachgelagerte Maßnahmen – insbesondere Regelreserve – greifen und – falls erforderlich – Frequenzschutzmaßnahmen des Systemschutzplans die Frequenz stabilisieren können. Maß für die Frequenzänderung ist die Frequenzänderungsrate (Rate of Change of Frequency – **RoCoF**). Die Größe beschreibt, wie schnell sich die Frequenz zeitlich verändert und wird in Hertz pro Sekunde (Hz/s) gemessen. Die ÜNB streben einen möglichst geringen RoCoF an.

Die Momentanreserve als inhärente Reaktion auf ein Wirkleistungsungleichgewicht und somit als Teil der nfSDL „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ wurde in der Vergangenheit und wird derzeit (noch) überwiegend durch die Trägheit der rotierenden Massen konventioneller Kraftwerke bereitgestellt. Die Momentanreserve konventioneller Kraftwerke entsteht aufgrund der physikalischen Eigenschaften der in ihnen installierten und zur Stromerzeugung notwendigen rotierenden Massen, wie z. B. den Rotoren und Turbinen von Kraftwerksgeneratoren. Diese drehen sich bauartbedingt mit der durch die Netzfrequenz vorgegebenen Drehzahl. Ändert sich die Netzfrequenz, ändert sich auch die Drehzahl. Allerdings ist dabei folgende physikalische Gegebenheit zu berücksichtigen: Ist eine Masse in Rotation gesetzt, wirkt sie aufgrund der ihr innewohnenden Trägheit einer Frequenzänderung im Netz physikalisch entgegen. Das Maß dieser Trägheit ist die sogenannte Anlaufzeitkonstante. Sie gibt an, wie viel Zeit eine Synchronmaschine – angetrieben bzw. gebremst jeweils mit ihrer Nennwirkleistung – benötigt, um vom Stillstand auf Nenndrehzahl von 50 Hz beschleunigt zu werden bzw. um von Nenndrehzahl in den Stillstand zu kommen. Je höher diese Anlaufzeitkonstante ist, desto höher ist die Trägheit der rotierenden Masse. Je höher die Trägheit einer rotierenden Masse ist, desto mehr Energie wird inhärent in ihr gespeichert und umso mehr Energie kann sie aus dem Netz aufnehmen und in Rotationsenergie umwandeln bzw. in das Netz von ihrer Rotationsenergie abgeben. Je größer also die Trägheit einer rotierenden Masse ist, desto stärker dämpft sie Frequenzänderungen, die bei dem plötzlichen Auftreten eines Ungleichgewichts von Stromeinspeisung und -entnahme vorliegen.

Diese hierdurch bedingte Verzögerung der Frequenzänderung erlaubt es anderen, nachgelagerten Frequenzschutzmaßnahmen, wie z. B. dem Einsatz von Regelreserve, dem Ungleichgewicht aktiv entgegenzuwirken.

Entsteht im Netz ein Leistungsdefizit, würde dies ein unmittelbares Absinken der Frequenz verursachen. Dies wird verhindert bzw. der Frequenzabfall wird verlangsamt, indem die rotierenden Massen den Frequenzabfall bremsen: Sie erhalten zunächst ihre Rotationsgeschwindigkeit aufrecht, obwohl die Frequenz aufgrund des Leistungsdefizits im Netz unter 50 Hz sinken und damit grundsätzlich in einer langsameren Rotation resultieren würde. Der Generator läuft aufgrund der Trägheit der rotierenden Massen jedoch zunächst weiterhin mit der ursprünglichen Drehzahl und stabilisiert damit die Netzfrequenz. Dies wirkt dem im Netz entstandenen Leistungsdefizit entgegen und bremst bzw. dämpft den Frequenzabfall. Analog führt ein auftretender Leistungsüberschuss im Netz zwangsläufig dazu, dass die rotierende Masse beschleunigt wird. Die Beschleunigung geschieht ebenfalls mit einer einheitenspezifischen Trägheit. Dadurch wird kurzfristig ein Teil des im Netz aufgetretenen Leistungsüberschusses kompensiert und der Frequenzanstieg im Stromnetz gedämpft. In diesem Fall wird überschüssige Energie aus dem Stromnetz in Rotationsenergie des einheiteneigenen Generators umgewandelt. Die rotierenden Massen konventioneller Kraftwerke wirken folglich sowohl einem positiven als auch einem negativen Wirkleistungsungleichgewicht entgegen und stabilisieren auf diese Weise die Netzfrequenz. Da die Trägheit der rotierenden Massen eine inhärente physikalische Eigenschaft ist, kann ein mit Synchronmaschinen ausgestattetes Kraftwerk die Trägheit nicht „abschalten“; die Erbringung von Momentanreserve durch die Synchronmaschinen erfolgt inhärent. Die Höhe der Momentanreserveerbringung ist bei Synchronmaschinen nicht parametrierbar, sondern ergibt sich aus festen physikalischen Größen der rotierenden Bauteile des Turbosatzes (Synchronmaschine und Turbine) für die jeweilige Einheit (Trägheitsmoment und Nennleistung). Eine Vergütung für die Momentanreserveerbringung erfolgt bisher nicht. Die Menge an Energie in das Netz abgegebener bzw. aus dem Netz aufgenommener Momentanreserve ist typischerweise klein und wird in der Maßeinheit Megawatt mal Sekunde (MWs) angegeben. Da die Momentanreserve unverzögert bzw. nahezu unverzögert erbracht wird, kann die erbrachte Momentanreserveleistung kurzfristig gleichwohl erhebliche Werte annehmen.

4. In den Zeiten, in denen Windenergie und Photovoltaik einen hohen Anteil an der Stromerzeugung haben, ist nur noch wenig konventionelle Kraftwerksleistung am Netz. Mit dem Voranschreiten der Energiewende wird der Anteil der Erneuerbaren Energien (**EE**) weiter steigen und der Anteil der konventionellen Kraftwerke künftig weiter zurückgehen. Dies verändert die Einspeisesituation im Netz deutlich, insbesondere wird ein großer Teil der Erzeugungsleistung volatil sein. Gleichzeitig werden die Stromtransite über das Übertragungsnetz (insbesondere vom erzeugungsstarken Norden in den

verbrauchsstarken Süden) weiter zunehmen. Da die Stromerzeugung in Deutschland künftig vornehmlich auf Erneuerbaren Energien basieren wird, werden sich Einheiten, die mit Erneuerbaren Energien betrieben werden, perspektivisch wesentlich an der Erbringung der Momentanreserve beteiligen müssen. Hierfür kommen insbesondere Windenergieanlagen in Betracht, da windstarke Zeiträume oft zu hohen Erzeugungsüberschüssen im Norden und Osten Deutschlands führen. Kann die Energie plötzlich aufgrund eines System-Splits nicht in die Lastzentren in West- und Süddeutschland abtransportiert werden, entsteht ein hoher kurzfristiger Bedarf an den den Anstieg der Netzfrequenz dämpfenden Technologien. Gut geeignet zur Erbringung der Momentanreserve sind auch (Batterie-) Speicher, da sie unabhängig von volatilen Energiequellen zur Verfügung stehen und damit eine hohe Verfügbarkeit erreichen können. Dagegen können Photovoltaikeinheiten mit in der Regel deutlich geringeren Volllaststunden als z.B. Windenergieanlagen nicht im selben Maße zur Bedarfsdeckung beitragen.

5. Aktuell sind umrichterbasierte Erzeugungseinheiten, zu denen im Wesentlichen Batteriespeicher sowie Einheiten gehören, die mit Erneuerbaren Energien betrieben werden, noch nicht in der Lage, Momentanreserve zu erbringen. Dazu müssten diese Einheiten zunächst mit sogenannten netzbildenden Umrichtern ausgestattet werden. Diese erlauben – im Gegensatz zu Synchronmaschinen – eine freie Parametrierung der Trägheit der Einheit (im Rahmen der Betriebsgrenzen des Wechselrichters). Netzbildende Umrichter sind im Unterschied zu netzfolgenden Umrichtern im Stande, dem Netz aktiv eine Spannung aufzuprägen und damit das Netz (innerhalb ihrer technischen Grenzen) zu stabilisieren. Soweit in diesem Dokument von umrichterbasierten Einheiten gesprochen wird, sind netzbildende Umrichter gemeint. Die Umrüstung bzw. Ausstattung mit netzbildenden Umrichtern scheitert jedoch derzeit sowohl an diesbezüglich fehlenden technischen Vorgaben als auch an entsprechender Technologiereife, so dass umrichterbasierte Einheiten derzeit nicht zur Bedarfsdeckung herangezogen werden können. Technologisch besteht noch Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Dementsprechend sehen die Technischen Anschlussregeln (**TAR**) des VDE FNN derzeit noch keine Mindestvoraussetzungen für die Erbringung von Momentanreserve vor. Der VDE FNN hat jedoch bereits einen Hinweis „Technische Anforderungen an netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve“ erarbeitet und zwischen Februar und März 2024 öffentlich konsultiert. Die technischen Anforderungen sind vom VDE FNN am 12.07.2024 final veröffentlicht worden. Der Teil des Hinweises, der die Nachweisführung hinsichtlich der Erbringung von Momentanreserve betrifft, wurde vom VDE FNN vom 12.07.2024 bis zum 23.08.2024 öffentlich konsultiert und wird nach Fertigstellung vom VDE FNN veröffentlicht werden. Die Inhalte sowohl des Anforderungs- als auch des Nachweistells werden voraussichtlich die Basis für die vom VDE FNN noch zu erstellenden TAR sein. Der Hinweis enthält insoweit vom VDE als gesetzlich benannte Institution zur Entwicklung technischer Regelwerke erarbeitete Vorgaben, denen – auch wenn sie rechtlich nicht bindend sind – eine hohe Belastbarkeit und Bindungswirkung zukommt.

II. Verfahrensverlauf

Am 18.12.2020 hat die Bundesnetzagentur unter dem Aktenzeichen BK6-20-298 eine Ausnahme von der Verpflichtung der ÜNB und der VNB zur marktgestützten Beschaffung der Trägheit der lokalen Netzstabilität erlassen. Derartige Ausnahmen sind gem. § 12h Abs. 4 S. 3 EnWG spätestens alle drei Jahre zu überprüfen und das Ergebnis zu veröffentlichen. Der gegenständliche Beschluss ist ein Ergebnis dieser Prüfung, mit dem für die marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve durch die ÜNB ein Beschaffungskonzept festgelegt wird.

Die Beschlusskammer hat das mit Tenorziffer 1 festgelegte Konzept für die marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve in Zusammenarbeit mit den ÜNB erarbeitet. Hintergrund dafür ist gewesen, dass die ÜNB aufgrund ihrer schon bisher bestehenden Verpflichtung zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems langjährige praktische Erfahrungen mit der Frequenzhaltung haben – insbesondere bspw. durch die Kontrahierung von Regelreserveprodukten sowie durch eigene Netzbetriebsmittel wie rotierende Phasenschieber. Zudem sind die ÜNB diejenigen, die das Beschaffungskonzept umzusetzen haben.

Am 31.01.2023 hat das virtuelle Auftakttreffen zwischen Bundesnetzagentur und ÜNB zur Erarbeitung eines Entwurfes für das Konzept einer marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve stattgefunden. In den folgenden Monaten ist der jeweilige Entwurfsstand in regelmäßigen Austauschterminen diskutiert und weiterentwickelt worden.

Die diesbezüglich beabsichtigte Aufhebung der Ausnahmeentscheidung und der Entwurf für ein Beschaffungskonzept (Tenorziffer 1) sind am 29.09.2023 erstmalig auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht und mit Verfügung Nr. 113/2023 am 11.10.2023 im Amtsblatt Nr. 19/2023 der Bundesnetzagentur bekanntgegeben worden. Es ist eine Frist zur Stellungnahme bis zum 03.11.2023 eingeräumt worden.

Nach Auswertung der in der ersten Marktkonsultation eingegangenen Stellungnahmen zum Beschaffungskonzept für Momentanreserve hat die Beschlusskammer dieses in Absprache mit den ÜNB überarbeitet. Ergebnis dieser Überarbeitung war insbesondere eine Befristung des Beschaffungskonzepts bis zum 31.12.2031, wobei während der Gültigkeitsdauer alle angebotenen Momentanreservemengen einer Einheit kontrahiert werden sollten. Die zunächst konsultierte Differenzierung zwischen Mengen, die nach den künftigen TAR zwingend zu erbringen sind und Mengen, die darüber hinausgehen, wurde entfernt. Zudem sah das überarbeitete Beschaffungskonzept vor, dass Einheiten, die in der Niederspannung, Umspannung Mittelspannung/Niederspannung oder Mittelspannung angeschlossen sind, kontrahiert werden durften, wenn der Anschlussnetzbetreiber ausdrücklich zugestimmt hat. Ab 2027 sollten Einheiten, die in diesen Netzebenen angeschlossen sind, vom ÜNB kontrahiert werden können, wenn der Anschlussnetzbetreiber nicht begründet widersprochen hat. Die

in den Netzebenen Hochspannung/Mittelspannung und höher angeschlossenen Einheiten konnten ab Inkrafttreten des Beschaffungskonzepts ohne Mitwirkung des Anschlussnetzbetreibers kontrahiert werden. Synchronmaschinen im Phasenschieberbetrieb wurden ausdrücklich in das Beschaffungskonzept aufgenommen, ebenso Synchronmaschinen mit einer zusätzlich installierten Schwungmasse. Weiter wurde die Mindestverfügbarkeit im Basisprodukt von 50 % auf 30 % reduziert und die Verfügbarkeitsregelungen wurden überarbeitet. Für umrichterbasierte Einheiten wurden Formeln zur Grenzwertbestimmung für die in einer Viertelstunde durchschnittlich erbrachte Wirkleistung aufgenommen und Regelungen zur Bestimmung der Verfügbarkeit von Synchronmaschinen mit der Fähigkeit zum Phasenschieberbetrieb eingefügt. Die Verfügbarkeitsregelung für aggregierte Einheiten wurde überarbeitet. Auch die Regelungen zur Vergütung wurden überarbeitet und für Synchronmaschinen im Phasenschieberbetrieb klarer gefasst. Klargestellt wurde zudem, dass es zu Lasten der Verfügbarkeit der Einheit geht, soweit die Vorhaltung und Erbringung von Momentanreserve durch die marktliche Vorhaltung oder Erbringung anderer Systemdienstleistungen oder die Vermarktung an den Energiemärkten beeinträchtigt wird. Darüber hinaus wurde der Vorschauzeitraum, für den insbesondere die Festpreise zu bestimmen und zu veröffentlichen sind, auf zwei Jahre verkürzt. Weiterhin wurden die Regelungen zur Nachweisführung überarbeitet und die Regelungen zur Informationsbereitstellung sowie zur Qualitätssicherung wurden klarer gefasst. Zuletzt wurde eingefügt, dass der Momentanreservebedarf vom beschaffenden ÜNB zu veröffentlichen ist.

Das überarbeitete Beschaffungskonzept ist am 12.09.2024 erneut auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht, mit Verfügung Nr. 96/2024 am 02.10.2024 im Amtsblatt Nr. 19/2024 der Bundesnetzagentur bekanntgegeben und vom 12.09.2024 bis zum 11.10.2024 ein zweites Mal zur Konsultation gestellt worden. Nach Auswertung der Stellungnahmen aus dieser zweiten Marktkonsultation wurden insbesondere die Regelungen zu den vergütungsfähigen Mengen sowie zu den in die marktgestützte Beschaffung einbezogenen Spannungsebenen überarbeitet. Vergütungsfähig sind nunmehr alle von einer Einheit bereitstellbaren Momentanreservemengen nur, wenn ein entsprechendes Angebot vor Inkrafttreten von TAR eingereicht wird, die einen zwingenden Momentanreservebeitrag vorsehen. Bei Angeboten, die nach Inkrafttreten derartiger TAR eingereicht werden, können nur diejenigen Momentanreservemengen einer Einheit vergütet werden, die über den zwingenden TAR-Betrag hinausgehen. Auch sind nunmehr alle Spannungsebenen von der marktgestützten Beschaffung erfasst. In den Netzebenen Niederspannung, Umspannung Mittelspannung/Niederspannung oder Mittelspannung angeschlossene Einheiten dürfen jedoch nur dann kontrahiert werden, wenn der Anschlussnetzbetreiber ausdrücklich zugestimmt hat. Hinsichtlich der weiteren Änderungen wird auf das Beschaffungskonzept verwiesen.

Der Bundesnetzagentur sind Stellungnahmen folgender Verbände, Interessengruppen, Einzelpersonen und Unternehmen zugegangen:

- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (unter Enthaltung der ÜNB) (ausschließlich erste Konsultation)
- bne Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (ausschließlich zweite Konsultation)
- BVES Bundesverband Energiespeicher Systeme e.V.
- ENERCON GmbH (ausschließlich erste Konsultation)
- ENGIE Deutschland AG (ausschließlich erste Konsultation)
- E.ON-VNB
- EWE Netz GmbH (ausschließlich zweite Konsultation)
- Fluence Energy GmbH (ausschließlich erste Konsultation)
- Ørsted Germany GmbH (ausschließlich erste Konsultation)
- Prof. Dr.-Ing. Oliver Brückl, Ostbayrische Hochschule Regensburg (ausschließlich erste Konsultation)
- RWE Generation SE
- Siemens Energy Global GmbH & Co. KG (ausschließlich erste Konsultation)
- Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG (ausschließlich erste Konsultation)
- SMA Solar Technology AG
- SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG (ausschließlich erste Konsultation)
- STEAG GmbH (inkl. Iqony GmbH, ausschließlich zweite Konsultation)
- Dipl.-Wi.-Ing. Gunnar Kaestle, Technische Universität Clausthal (ausschließlich erste Konsultation)
- Uniper SE
- Vattenfall Solar GmbH (ausschließlich zweite Konsultation)
- VDE FNN
- VDMA e.V.
- vgbe energy e.V. (ausschließlich erste Konsultation)

Auf die wesentlichen Inhalte der Stellungnahmen wird zum besseren Verständnis im Rahmen der Beschlussbegründung zum Beschaffungskonzept eingegangen.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Verfahrensakte Bezug genommen.

B.**I. Rechtsgrundlage**

Tenorziffer 1 findet ihre Rechtsgrundlage in § 12h Abs. 1 S.1 Nr. 2, S. 2, Abs. 5 EnWG i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG. Tenorziffer 2 beruht § 36 Abs. 2 Nr. 1 VwVfG Bund. Tenorziffer 3 ergibt sich aus § 29 Abs. 2 S. 2 EnWG i.V.m. §§ 36 Abs. 2 Nr. 3, 49 VwVfG Bund.

II. Formelle Entscheidungsvoraussetzungen, Adressaten

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur als Regulierungsbehörde für die vorliegenden Entscheidungen folgt aus § 12h Abs. 5 EnWG. Die Beschlusskammer ist zur Entscheidung gemäß § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG ermächtigt.

Die Festlegung betrifft die ÜNB (vgl. § 12h Abs. 1 EnWG).

Die erforderliche Anhörung gemäß § 67 EnWG wurde durchgeführt. Die beabsichtigte Festlegung wurde mittels Internetveröffentlichung zwei Mal zur öffentlichen Konsultation gestellt. Die Eröffnung des Festlegungsverfahrens wurde außerdem im Amtsblatt der Behörde bekanntgegeben. Insgesamt 22 Unternehmen, Verbände und Einzelpersonen haben zu den veröffentlichten Dokumenten Stellung genommen.

Die Bundesnetzagentur hat dem Bundeskartellamt und den Landesregulierungsbehörden gemäß § 58 Abs. 1 Satz 2 EnWG sowie dem Länderausschuss gemäß § 60a Abs. 2 S. 1 EnWG durch Übersendung des Entscheidungsentwurfs Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

III. Materielle Entscheidungsvoraussetzungen**1. Tenorziffer 1 – Teilaufhebung der Ausnahmeentscheidung BK6-20-298 vom 18.12.2020 und Festlegung einer marktgestützten Beschaffung für die inhärente Reaktion auf ein Wirkleistungsungleichgewicht durch die ÜNB**

Nach § 12h Abs. 5 S. 1 EnWG hat die Bundesnetzagentur die Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der jeweiligen Systemdienstleistung, vorbehaltlich des Absatzes 4, nach § 29 Abs. 1 EnWG festzulegen, soweit sie keine Ausnahmen nach § 12h Abs. 4 EnWG festlegt. Die Bundesnetzagentur kann gemäß § 12h Abs. 4 S. 1 EnWG Ausnahmen von der Verpflichtung zur marktgestützten Beschaffung von Systemdienstleistungen nach § 29 Abs. 1 EnWG festlegen, wenn diese wirtschaftlich nicht effizient ist. Sie kann auch einzelne Spannungsebenen ausnehmen.

Nach dem Willen des Gesetzgebers soll die marktgestützte Beschaffung den Regelfall darstellen. Ausnahmen sind nur dann zulässig, wenn es an der wirtschaftlichen Effizienz der marktgestützten

Beschaffung fehlt. Für die nfSDL „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ hatte die Bundesnetzagentur am 18.12.2020 eine Ausnahme von der marktgestützten Beschaffung gemäß § 12h Abs. 4 S. 2 EnWG festgelegt (Beschluss BK6-20-298).⁶ Damit wurden die VNB und die ÜNB von der Verpflichtung zur marktgestützten Beschaffung der nfSDL „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ ausgenommen.

Die Ausnahmeentscheidung basierte auf dem vom Bundeswirtschaftsministerium in Auftrag gegebenen Bericht „Effizienzprüfung marktgestützter Beschaffung von nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen“ in der Fassung vom 18.08.2020⁷. Der Bericht kam zu dem Ergebnis, dass die ökonomische Effizienz einer marktlichen Beschaffung für die nfSDL „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ im Analysehorizont 2021 bis 2025 ausgeschlossen werden konnte. Hauptgrund hierfür war, dass in dem Bericht der sogenannte „Normalbetrieb“ des Netzes betrachtet wurde, in welchem als auslegungsrelevanter Fehlerfall für die Dimensionierung des Bedarfs an Trägheit der lokalen Netzstabilität der normative Ausfall von 3 GW Erzeugung oder Last im kontinentaleuropäischen Verbundsystem zugrunde gelegt wurde (bedarfsdimensionierender Fall für die Dimensionierung von Primärregelleistung, Art. 153 Abs. 2 lit. b Ziffer i der Verordnung (EU) 2017/1485) und somit bis 2025 kein zusätzlicher Bedarf für diese nfSDL bestand. In diesem Szenario konnte der Bedarf für die Trägheit der lokalen Netzstabilität mit den vorhandenen Kapazitäten gedeckt werden.

Diese Betrachtungsweise für die Effizienzprüfung muss nunmehr geändert werden. Zumindest für die inhärente Reaktion auf ein Wirkleistungsungleichgewicht ist – im Vergleich zum damaligen Analysehorizont bis 2025 – für die Zukunft durch den stärkeren Anteil von Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung und den Wegfall konventioneller Kraftwerke ein prinzipieller Rückgang der heute verfügbaren Momentanreserve bei gleichzeitig volatilerer und dezentraler Erzeugung zu erwarten. Auch werden aufgrund der sich verändernden Erzeugungs- und Verbrauchslandschaft, der Stärkung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes sowie der innerhalb Deutschlands bestehenden ungleichen Nord-Süd-Verteilung von Erzeugung und Last die großräumigen Stromtransporte im Stromnetz weiter ansteigen. Im Falle großer Leistungstransporte ist nunmehr insbesondere der sog. System-Split⁸ relevant, also eine störungsbedingte großflächige Netzauftrennung des europäischen Verbundsystems⁹. In diesem Szenario befindet sich das Netz nicht mehr im Normalbetrieb, sondern im sogenannten „Notfallbetrieb“. Eine solche Netzauftrennung ist sehr selten; ob überhaupt und wann genau

⁶ Die Ausnahmeentscheidung ist online abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2020/BK6-20-298/BK6-20-298_beschluss_vom_18.12.2020.pdf.

⁷ Vergeben wurde der Bericht an ein Konsortium bestehend aus: ef.Ruhr – Die Energiedenkfabrik, RE-xpertise, neon - neue energieökonomik, HEMF – House of Energy Marktes & Finance der Universität Duisburg/Essen und bbb – becker büttner held.

Der Bericht ist online abrufbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/ergebnispapier-effizienzpr%C3%BCfung-nf-sdl.pdf>.

⁸ Vgl. ebenda, S. 50, wonach der System-Split zum Zeitpunkt der Erstellung des Berichts (2020) nicht auslegungsrelevant war, aber die Effizienz der marktlichen Beschaffung erneut bewertet werden müsse, wenn aufgrund der Betrachtung des System-Splits ein erhöhter Bedarf erwartet werden sollte. Ähnlich ef.Ruhr, RE-xpertise, neon, HEMF und bbb, „Zukünftiger Bedarf und Beschaffung von Systemdienstleistungen (SDL-Zukunft)“ Abschlussbericht im Auftrag des BMWK, Fassung vom 16.11.2022, S. 28, 51ff., online abrufbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/abschlussbericht-zukunftiger-bedarf-und-beschaffung-von-systemdienstleistungen-sdl-zukunft.pdf>.

⁹ Vgl. Bedarfsermittlung 2021-2035, Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für das Zieljahr 2035, Bundesnetzagentur, Januar 2022, S. 74, online abrufbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2022-11/NEP2035_Bestaetigung.pdf.

ein solcher System-Split auftritt, kann nicht prognostiziert werden. Ebenso wenig können sein Auftrittsort oder der konkrete Verlauf der Auftrennung des Netzes vorausgesehen werden.

Aufgrund der Transformation der Erzeugungs- und Netzlandschaft können die Leistungsungleichgewichte in den sich nach einem System-Split bildenden einzelnen Teilnetzen tendenziell große Ausmaße annehmen. Dies kann erhebliche Systemsicherheitsprobleme bis hin zum Blackout dieser Teilnetze zur Folge haben. Berechnungen der deutschen ÜNB zeigen, dass die bisher für die deutschen Regelzonen schwerste, im Jahr 2006 aufgetretene Auftrennung schon heute nicht mehr sicher beherrschbar wäre.¹⁰ Hierfür sind die vorgehaltenen Regelreserven nicht dimensioniert und die im Systemschutzplan vorgesehenen Maßnahmen können nur mit einer begrenzten Geschwindigkeit aktiviert werden und funktionieren zuverlässig nur bis zu einem bestimmten Frequenzgradienten.

Die im Falle eines System-Splits plötzlich auftretenden Leistungsungleichgewichte bedingen eine sehr schnelle Frequenzänderung. Um diese zu verlangsamen, bis nachgelagerte Schutzmaßnahmen und Systemdienstleistungen greifen können, wird wesentlich mehr Momentanreserve benötigt als im ungestörten Normalbetrieb. Der Netzentwicklungsplan für das Jahr 2035 aus dem Jahr 2021 hat erstmalig die künftigen Momentanreservebedarfe ausgewiesen. Im NEP 2037 von 2023 werden weit mehr relevante Netzauftrennungen berechnet.¹¹ Danach ergibt sich ein deutschlandweiter Gesamtbedarf an negativer Momentanreserve (Überfrequenz-Fall) in Höhe von ca. 1330 GWs, die zu mehr als 2/3 von den nördlichen Bundesländern erbracht werden müssen, während Sachsen, Thüringen, Hessen, Rheinland-Pfalz, Saarland, Baden-Württemberg und Bayern ca. 370 GWs bereitstellen müssen. Der absolute Bedarf an positiver Momentanreserve (Unterfrequenz-Fall) ist mit ca. 1330 GWs ebenso hoch und auch hier bestehen starke regionale Unterschiede. Vor allem Nordwest- bzw. Westdeutschland müssen einen Großteil der Momentanreserve beisteuern, während Ostdeutschland (Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt, Berlin, Brandenburg, Thüringen und Sachsen) ca. 290 GWs beizutragen haben.

Um den oben beschriebenen Wegfall der bisherigen Erbringer zu kompensieren sowie den durch Einbeziehung des System-Splits identifizierten Mehrbedarf zu decken, müssen Gegenmaßnahmen ergriffen werden, die Anreize für neue Akteure und Technologien setzen, sich zeitnah an der Erbringung der Momentanreserve zu beteiligen. Zur Bedarfsdeckung müssen sämtliche Potentiale gehoben werden. Hierzu gehört neben den sog. vollständig integrierten Netzkomponenten (**VINK**¹²) und den

¹⁰ Consentec GmbH, Technische Universität Stuttgart und Technische Universität Braunschweig, Gutachten im Auftrag der Amprion GmbH, „Marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve“, März 2023, S. 1, online abrufbar unter https://systemmarkt.net/Mediathek/Marktgest%C3%BCtzte_Beschaffung_Momentanreserve.pdf.

¹¹ Siehe hierzu und zum Folgenden: NEP 2037/2045, Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom, März 2024, S. 61ff, online abrufbar unter data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NEP/Strom/2037-2023/NEP/NEP_2037_2045_Bestaetigung.pdf.

¹² § 3 Nr. 38b EnWG definiert VINK als „Netzkomponenten, die in das Übertragungs- oder Verteilernetz integriert sind, einschließlich Energiespeicheranlagen, und die ausschließlich der Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs und nicht der Bereitstellung von Regelenergie oder dem Engpassmanagement dienen“.

nach den noch in den TAR auszuweisenden zwingend zu erbringenden Momentanreservebeiträgen auch die marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve. Nur mit Hilfe aller drei genannten Maßnahmen erscheint es möglich, den künftig auftretenden Bedarf decken zu können. Insbesondere besteht die Notwendigkeit, Erneuerbare Energien maßgeblich in die Momentanreserveerbringung einzubeziehen, da sie künftig die vorherrschende Erzeugungsart darstellen werden. Heutige EE-Anlagen sind in der weit überwiegenden Anzahl nicht in der Lage, Momentanreserve bereitzustellen. Dies wird erst möglich sein, wenn die in ihnen verbauten Umrichter netzbildende Eigenschaften erhalten. An der Reife entsprechender Technologien fehlt es allerdings nach Kenntnis der Beschlusskammer noch. Um mit EE-Anlagen Beiträge zur Deckung des Momentanreservebedarfs erbringen zu können, bedarf es daher noch der Entwicklung einsatzbereiter und praxistauglicher Technologien. Die marktgestützte Beschaffung kann damit weder auf ein breites, vorhandenes Anlagen- bzw. Einheitenpotential zurückgreifen, noch ist derzeit konkret absehbar, welche (EE-)Technologien auf welche Art und Weise und in welcher Höhe zur Deckung des Momentanreservebedarfs beitragen werden. Klar ist zum jetzigen Zeitpunkt allerdings, dass es dringend der Entwicklung und der Implementierung entsprechender Technologien bedarf, wenn kritische Netzsituationen auch künftig noch beherrschbar sein sollen. Je später Einheiten über die Fähigkeit zur Bereitstellung von Momentanreserve verfügen, desto weniger Einheiten können künftig Momentanreserve bereitstellen, da diese dann ohne netzbildende Umrichter und damit ohne Momentanreservefähigkeit ausgestattet wurden. Hierdurch wird eine Beherrschung relevanter Netzauftrennungen immer herausfordernder.¹³ Daher müssen über die marktgestützte Beschaffung sehr zeitnah Marktsignale gesetzt werden, damit auch künftig ausreichend viele Erbringer zur Verfügung stehen, um die dargestellten Herausforderungen bei der Bedarfsdeckung zu meistern. Deswegen sieht die Bundesnetzagentur die Voraussetzungen für eine Ausnahme der Momentanreserve von der marktgestützten Beschaffung nicht mehr als gegeben an. Folglich wird gleichzeitig mit der Teilaufhebung der Ausnahmeentscheidung BK6-20-298 vom 18.12.2020 eine marktgestützte Beschaffung für die Momentanreserve als Bestandteil der nFDL „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ eingeführt. Ziel ist es, so viel Momentanreserve wie möglich in den Markt zu bringen, um das Delta zwischen Momentanreserveangebot und Momentanreservebedarf schnellstmöglich zu verringern.

1. Anforderungen gemäß § 12h EnWG

Nach § 12h Abs. 5 S. 1 EnWG hat die Bundesnetzagentur die Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der jeweiligen Systemdienstleistung, vorbehaltlich des Absatzes 4, nach § 29 Abs. 1 EnWG festzulegen, soweit sie keine Ausnahmen nach § 12h Abs. 4 EnWG festlegt.

¹³ Vgl. Begleitdokument zum NEP Strom 2027/2045, Bewertung der Systemstabilität, ebenda, S. 60, https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-09/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Systemstabilitaet_0.pdf.

Mit der gegenständlichen Festlegung wird für die ÜNB eine verpflichtende marktgestützte Beschaffung der inhärenten Reaktion auf ein Wirkleistungsungleichgewicht (Momentanreserve) vorgegeben. Dazu wird ein Beschaffungskonzept festgelegt, welches die Spezifikationen und technischen Anforderungen an die marktgestützte Beschaffung enthält: Zunächst wird der Gegenstand der Beschaffung konkretisiert. Sodann wird das der marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve zugrundeliegende Kontrahierungssystem normiert. Anschließend werden diejenigen Begrifflichkeiten definiert, welche für das Beschaffungskonzept relevant sind. Des Weiteren werden die Vergütungsvoraussetzungen genannt. Dazu zählen die Beschreibung der grundsätzlich vergütungsfähigen Momentanreservemengen, die Nachweisführung für diese Mengen, die Anforderungen an den Netzanschluss, technische und netzwirtschaftliche Anforderungen, die Informationsbereitstellung und die Qualitätssicherung sowie Anforderungen an die Erbringung. Sodann werden die beschaffbaren Momentanreserveprodukte und die für das jeweilige Produkt einzuhaltende Mindestverfügbarkeit definiert. Auch nennt das Beschaffungskonzept Fristen und Zeiträume, die im Rahmen der marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve relevant sind. Darüber hinaus enthält das Beschaffungskonzept Regelungen zur Messung und Ermittlung der von einer kontrahierten Einheit aufgewiesenen Verfügbarkeit und zur Berechnung der Vergütung sowie Rahmenbedingungen für die Preisgestaltung. Zuletzt regelt es die Veröffentlichungspflichten des beschaffenden ÜNB.

Die Spezifikationen und technischen Anforderungen der marktgestützten Beschaffung müssen gemäß § 12h Abs. 5 S. 2 EnWG sicherstellen, dass sich alle Marktteilnehmer wirksam und diskriminierungsfrei beteiligen können; dies schließt Anbieter Erneuerbarer Energien, Anbieter dezentraler Erzeugung, Anbieter von Laststeuerung und Energiespeicherung sowie Anbieter ein, die in der Aggregation tätig sind. Diese Anforderungen sind erfüllt:

Das Beschaffungskonzept zielt unmittelbar darauf ab, dass Anbieter Erneuerbarer Energien sich aus den bereits beschriebenen Gründen künftig an der Momentanreservebereitstellung beteiligen. Regelungen hierzu enthält das Beschaffungskonzept insbesondere in den Abschnitten A.I. S. 3 und F.II.

Auch Anbieter dezentraler Erzeugung können sich an der marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve beteiligen. Eine dezentrale Erzeugungsanlage ist gemäß § 3 Nr. 11 EnWG definiert als eine an das Verteilernetz angeschlossene verbrauchs- und lastnahe Erzeugungsanlage. Da nach Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 3 lit. a grundsätzlich alle Einheiten in allen Spannungsebenen an der marktgestützten Beschaffung teilnehmen können, sind Anbieter dezentraler Erzeugung erfasst.

Die Teilnahme von Anbietern von Laststeuerung wird durch das Beschaffungskonzept ebenfalls ermöglicht, denn es erfasst gemäß Abschnitt B.VII. auch Einheiten zum Bezug elektrischer Energie.

Das Beschaffungskonzept bezieht zudem Speicher ein, denn eine Einheit ist gemäß Abschnitt B.VII. eine technische Einheit zur Erzeugung oder zum Bezug elektrischer Energie (...). Das Beschaffungskonzept adressiert Speicher auch explizit (z.B. in den Abschnitten C.I. S. 2 Nr. 5 S. 2, C.I. S. 2 Nr. 6 S. 1 und F. II. S. 4). An dieser Stelle möchte die Beschlusskammer hervorheben, dass eine Teilnahme von Speichern an der marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve ausdrücklich erwünscht ist. Speicher weisen eine hohe Verfügbarkeit auf und sind damit sehr gut geeignet, jederzeit Frequenzschwankungen auszugleichen. Sie bieten dem ÜNB eine sehr verlässliche Momentanreservequelle und erhöhen so die Netzsicherheit.

Anbieter, die in der Aggregation tätig sind, werden ebenfalls einbezogen, da ein Angebot auch aus einem Einheitenverbund bestehen kann. Abschnitt B.VIII. definiert den Einheitenverbund als eine Aggregation mehrerer momentanreservebereitstellender Einheiten in einer Beschaffungsregion zu einem Angebot. Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 2 S. 4 regelt insoweit die Nachweispflichten, Abschnitt F.IV. die Verfügbarkeit und Abschnitt H.VI. S. 4 die Vergütung für den Einheitenverbund.

Die Spezifikationen und technischen Anforderungen sollen gemäß § 12h Abs. 5 S. 3 EnWG sicherstellen, dass die marktgestützte Beschaffung der jeweiligen Systemdienstleistung nicht zu einer Reduzierung der Einspeisung vorrangberechtigter Elektrizität führt. Auch diese Voraussetzung ist erfüllt, siehe die Beschlussbegründung zu Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 1, S. 3.

Die Spezifikationen und technischen Anforderungen wirken auf eine größtmögliche Effizienz der Beschaffung und des Netzbetriebs gemäß § 12h Abs. 5 S. 4 EnWG hin. Hierzu wurde ein Festpreissystem festgelegt (siehe Begründung zu Abschnitt A.V. S. 2), wobei das Beschaffungskonzept regelt, dass von der Festpreisgestaltung entsprechende Anreize zum Markteintritt und zur Entwicklung netzbildender Technologien ausgehen müssen. Das Beschaffungskonzept gewährleistet die größtmögliche Effizienz der marktgestützten Beschaffung, denn es sichert zum einen die Anreizwirkung des Festpreises und zum anderen den Eingang aktueller Erkenntnisse in die Höhe des Festpreises: So können sowohl innerhalb eines Vorschauzeitraums je nach Produkt unterschiedliche Festpreise als auch zum nächsten Vorschauzeitraum neue, angepasste Festpreise bestimmt werden. Zudem kann ausnahmsweise ein einmal bekanntgemachter Festpreis nach Abstimmung mit der Bundesnetzagentur geändert werden, vgl. Abschnitt G.III. – etwa, wenn neue Erkenntnisse über die Kostenstrukturen vorliegen oder Technologiefortschritte oder -durchbrüche erzielt werden, die eine kostengünstigere Bereitstellung erlauben. Auch durch das in Abschnitt D.I. festgelegte Wahlrecht des beschaffenden ÜNB, welches festgelegte Produkt/welche der festgelegten Produkte er beschafft und welches/welche nicht, wirkt das Beschaffungskonzept auf die größtmögliche Effizienz des Netzbetriebs hin.

2. Begründung des festgelegten Beschaffungskonzepts

a) Abschnitt A – Allgemeines

Der Abschnitt „Allgemeines“ regelt die grundsätzliche Ausgestaltung der marktgestützten Beschaffung.

Abschnitt A.I. S.1 stellt voran, dass sich das Beschaffungskonzept auf die Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der inhärenten Reaktion auf ein Wirkleistungsungleichgewicht als Teil der nFSDL „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ durch die ÜNB bezieht. Zugleich wird aus Transparenzgründen die Befristung aus Tenorziffer 2 aufgenommen, damit für jeden potentiellen Marktteilnehmer unmittelbar aus dem Beschaffungskonzept erkennbar ist, bis wann es gilt. Auf die Beschlussbegründung zu Tenorziffer 2 wird verwiesen. Soweit BVES und RWE die Vorlage einer Anschlussregelung oder eines entsprechenden Zeitplans bzw. Vattenfall die Einführung eines klar definierten Zeithorizonts für einen nach der Befristung etwaig anstehenden Wechsel zu Auktionen für hilfreich halten, um Investoren eine gewisse Orientierung und Planungssicherheit zu geben, ergibt sich bereits durch die Befristung, wann eine Anschlussregelung getroffen werden muss. Ein entsprechendes Verfahren wird rechtzeitig vor Auslaufen der Befristung eingeleitet und mit dem Markt konsultiert werden. Wie genau eine Anschlussregelung aussehen wird und ob es sich beim anschließenden Marktdesign um Auktionen, bilaterale Verträge, Ausschreibungen oder etwas anderes handeln wird, richtet sich insbesondere nach den dann vorliegenden Marktverhältnissen und wird inhaltlich zu einem späteren Zeitpunkt zu beurteilen sein.

Abschnitt A.I. S. 2 bis 4 beschreiben den sachlichen Anwendungsbereich des Beschaffungskonzepts. Nach Satz 2 dient die inhärente Reaktion auf ein Wirkleistungsungleichgewicht im Sinne des Beschaffungskonzepts dazu, eine, ggf. auch nur lokale, Überschreitung von Grenzwerten der Frequenzhaltung, die für die Netzstabilität kritisch sein kann, zu verhindern. Hieraus ergibt sich, dass das Beschaffungskonzept die regelungstechnisch umgesetzte Reaktion auf ein Wirkleistungsungleichgewicht, wie sie in der Definition der „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ in den Gesetzgebungsmaterialien enthalten ist, nicht umfasst. Dort heißt es:

„Trägheit der lokalen Netzstabilität nach [§12h] Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 ist eine inhärente oder regelungstechnisch umgesetzte Reaktion auf ein Wirkleistungsungleichgewicht, um eine, ggf. auch nur lokale, Überschreitung von Grenzwerten der Frequenzhaltung, die für die Netzstabilität kritisch sein kann, zu verhindern. Unter inhärente Reaktion ist insbesondere die Momentanreserve aus Synchronmaschinen (Schwungmasse) oder netzbildenden Umrichtern (synthetische Schwungmasse) zu verstehen, die das Ziel hat, Frequenzgradienten zu begrenzen. Die Momentanreserve reagiert dabei unverzüglich auf kurzzeitige Änderungen des Spannungswinkels, wirkt dem Wirkleistungsungleichgewicht entgegen und begrenzt den Frequenz-

gradienten im Ursprung. *Unter die regelungstechnisch umgesetzte Reaktion fallen regelungsbasierte Wirkleistungsänderungen, welche verzögert zur Stützung der Frequenz beitragen. Davon abzugrenzen ist Regelleistung*“ (Hervorhebungen durch den Verfasser).¹⁴

Hinsichtlich der inhärenten Reaktion übernehmen die Sätze 3 und 4 die in den Gesetzgebungsmaterialien verwendete Definition. Die regelungstechnisch umgesetzte Reaktion ist von der marktgestützten Beschaffung und damit vom sachlichen Anwendungsbereich des Beschaffungskonzepts nicht umfasst.

Ørsted und BDEW geben zu bedenken, es werde bei genügend genauer Messung immer eine Verzögerung zwischen einer Änderung des Spannungswinkels und der Reaktion von Erzeugungseinheiten bzw. -anlagen hierauf (in Form der Momentanreserveerbringung) festgestellt werden können. Daher solle der Text des Beschaffungskonzepts dahingehend ergänzt werden, dass die Erzeugungseinheit „*intrinsisch und quasi unverzögert* auf kurzzeitige Änderungen des Spannungswinkels *durch die Abgabe oder Aufnahme von Momentanreserve*“ reagiere. Diesem Einwand ist zuzugeben, dass aus physikalischer Sicht „Ursache“ (Frequenzänderung) und „Reaktion“ (Momentanreserveerbringung) bei umrichterbasierten Anlagen mit einer – wenngleich sehr geringen – zeitlichen Verzögerung auftreten. Allerdings übernimmt das Beschaffungskonzept die Definition aus den Gesetzgebungsmaterialien. Die dort beschriebene „unverzögerte Reaktion“ meint nach Auffassung der Beschlusskammer eine unmittelbare Reaktion ohne äußere Steuerungseinflüsse und ohne Frequenzmessung, die analog zur unverzögerten Erbringung von Momentanreserve aus Synchrongeneratoren konventioneller Kraftwerke wirkt.

Zuzustimmen ist den Anmerkungen eines Konsultationsteilnehmers, "Trägheit der lokalen Netzstabilität" sei ein unklarer Begriff, da Netzstabilität nicht träge sei. Stabilität von elektrischen Netzen sei weniger eine Frage der Trägheit, sondern eine Frage der Dämpfung, Momentanreserve sei zudem eine frequenzgebundene Systemdienstleistung. Die Momentanreserve dient dazu, den Frequenzgradienten zu begrenzen. Somit ist sie tatsächlich unmittelbar frequenzbezogen. Ihre Erbringung wird durch ein Ungleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch ausgelöst und dämpft den daraus folgenden Frequenzanstieg oder -abfall. Allerdings handelt es sich hierbei um Aspekte, die sprachlich im deutschen bzw. europäischen Rechtsetzungsverfahren hätten Berücksichtigung finden müssen. Für die Zwecke der marktgestützten Beschaffung stellen Beschaffungskonzept und Beschlussbegründung klar, wie die Begriffe „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ und „Momentanreserve“ zu verstehen sind.

Abschnitt A.I. S. 5 besagt, dass die inhärente Reaktion auf ein Wirkleistungsungleichgewicht für die Zwecke des Beschaffungskonzepts vereinfacht als Momentanreserve bezeichnet wird. Hierdurch soll

¹⁴ BT-Drs. 19/21979, S. 14.

zum Ausdruck gebracht werden, dass das festgelegte Beschaffungskonzept sich nicht auf die regelungstechnisch umgesetzte Reaktion auf ein Wirkleistungsungleichgewicht als in den Gesetzgebungsmaterialien genannter Bestandteil der nFSDL „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ bezieht. Die Vorgabe ermöglicht zudem, im weiteren Beschaffungskonzept von der sprachlich einfacheren Begrifflichkeit „Momentanreserve“ Gebrauch zu machen.

VDMA möchte am Ende von Abschnitt A.I. einen deutlichen Hinweis auf die Voraussetzungen für die Vergütung der von Synchronmaschinen bereitgestellten Momentanreserve. Da selbige ausdrücklich in Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 1 genannt sind, bedürfen sie hier keiner (doppelten) Regelung.

Gemäß **Abschnitt A.II. S. 1** handelt es sich bei der Momentanreserve um ein Vorhalteprodukt. Dies erhöht die Anreizwirkung der marktgestützten Beschaffung, da es den Anbietern mehr Planungssicherheit hinsichtlich der zu erwartenden Vergütung ermöglicht – zumal Momentanreserve ohnehin messtechnisch nicht erfasst wird. Hiermit wird dem Wunsch einiger Konsultationsteilnehmer nach mehr Klarheit nachgekommen: Die Regelung bringt zum Ausdruck, dass eine Leistung bereitgehalten wird, die als positive Momentanreserve an das Netz abgegeben bzw. als negative Momentanreserve aus dem Netz aufgenommen werden kann. Eine gesonderte Vergütung für die Erbringung gibt es nicht, bezahlt wird die grundsätzliche Bereitstellung von Momentanreserve. Die konkrete Erbringung hängt von den auftretenden Wirkleistungsungleichgewichten ab und kann sich je nach Frequenzverlauf von Abrechnungszeitraum zu Abrechnungszeitraum deutlich ändern. Zwei Stellungnahmen fordern eine Klarstellung dahingehend, dass Momentanreserve ein Kapazitätsprodukt sei, das mit einer minimalen Verfügbarkeit bereitgestellt werden müsse. Wie stark und wie häufig die Kapazität genutzt werde, ergebe sich u.a. aus dem Betrieb des Netzes, Störungen des Leistungsgleichgewichts u.s.w. Aus dem Beschaffungskonzept ergibt sich, dass eine Vergütung nur dann erfolgt, wenn die Momentanreserve mit einer Mindestverfügbarkeit vorgehalten wird. Zudem ergibt sich der Abruf von Momentanreserve nicht aktiv aus dem Betrieb des Netzes. Die tatsächliche Erbringung von Momentanreserve hängt, wie in Abschnitt A.I. beschrieben, davon ab, welche Wirkleistungsungleichgewichte und in der Folge welche Frequenzänderungsgradienten lokal an einer momentanreserveerbringenden Einheit auftreten. Deren Ursache ist zunächst nicht relevant.

Ein Konsultationsteilnehmer empfiehlt, auf eine gleichmäßige Dichte der Momentanreserve zu achten und nicht wenige Knoten mit jeweils viel MWs anzustreben. Mit dem vorliegenden Beschaffungskonzept sollen indes ganz grundlegend Marktanreize für die Entwicklung und den Markteintritt geeigneter Technologien gesetzt werden. Eine lokale Verteilung ist nicht Gegenstand des Beschaffungskonzepts. Die lokale Verteilung der Momentanreserve kann über die Bildung der Beschaffungsregionen und die in diesen Beschaffungsregionen zu beschaffenden Produkte in ausreichendem Maß gesteuert werden. Das Beschaffungskonzept enthält bewusst keine Vorgaben zur Ausgestaltung einzelner

Beschaffungsregionen, zur Auswahl der zu beschaffenden Produkte oder zu den konkreten Festpreisen. Dies ist Sache der ÜNB. Dadurch ist es möglich, etwaig in der Fläche unterschiedlichen Bedarf an Momentanreserve gezielt zu adressieren.

Nach **Abschnitt A.II. S. 2** ist die Momentanreserve charakterisiert durch die Nennwirkleistung und die Anlaufzeitkonstante der Einheit. Das Produkt aus Anlaufzeitkonstante und Nennwirkleistung ist ein Maß für die einer Frequenzabweichung entgegenwirkende Eigenschaft einer momentanreserveerbringenden Einheit. Im Falle einer Synchronmaschine ist das Produkt aus Anlaufzeitkonstante und Nennwirkleistung ein Maß für deren Trägheit und damit für die Aufnahme- bzw. Abgabefähigkeit von Energie aus bzw. in das Netz. Im Falle einer umrichterbasierten Einheit bedeuten die Größen „Anlaufzeitkonstante“ und „Nennwirkleistung“, dass die Einheit sich wie ein Synchrongenerator mit denselben Größen verhält bzw. Momentanreserve mit den gleichen Eigenschaften wie ein Synchrongenerator mit denselben Größen erbringt. Hiervon abzugrenzen ist die vermarktete Momentanreservemenge, die ein Anbieter bis zur Höhe der physikalisch maximal verfügbaren Momentanreserve der jeweiligen Einheit frei wählen kann.

Nach **Abschnitt A.II. S. 3** wird die Momentanreserve in der Maßeinheit MWs angegeben. Die Momentanreservevorhaltung bezieht sich auf eine Wirkleistung, die für eine bestimmte Zeit zur Verfügung gestellt werden kann.

Soweit mehrere Konsultationsteilnehmer meinen, dass es im Beschaffungskonzept richtigerweise "MW" (als Maßeinheit der Leistung) und nicht "MWs" (als Maßeinheit der Energie) heißen müsse, da die Momentanreserve durch Einspeisung von Wirkleistung im transienten Zeitbereich geschehe (also dann, wenn sich Leistungsgleichgewicht und Frequenz ändern), wogegen eine Angabe in MWs suggeriere, dass ggf. größere Energiereserven vorhanden sein könnten, die jedoch in ihrer Einspeise- bzw. Aufnahmeleistung begrenzt sein und deswegen eine reduzierte Wirkung für die Momentanreserve haben könnten, wurde Abschnitt A.II. klarer gefasst. Durch die Ergänzung in Satz 3 ist klargestellt, dass die Maßeinheit „MWs“ gilt, da sich die vergütete Momentanreserve aus der für die vermarktete Momentanreserve zugrunde gelegten Leistung (MW) und der Anlaufzeitkonstanten (s) ergibt. Damit ist klar, dass die Maßeinheit MWs (als Maßeinheit der Energie) korrekterweise als Maß für die leistbare Momentanreserve einer Einheit gewählt wurde.

In der ersten Marktkonsultation wurde eine Ergänzung des Beschaffungskonzepts dahingehend gewünscht, dass auch Einheiten mit weniger als 1 MW installierter Leistung Momentanreserve erbringen dürfen, wenn sie an der Mittelspannungs- oder einer höheren Netzebene angeschlossen sind. Begründet wurde dies damit, dass viele Speicher im Gewerbesegment über etwas weniger als 1 MW Leistung verfügen und dieses Potential nicht verschenkt werden solle. Da das Beschaffungskonzept

keine Mindestangebotsgröße vorsieht, können auch kleinere Einheiten teilnehmen, so lange die Vergütungs Voraussetzungen erfüllt sind.

Nach **Abschnitt A.III.** stellt der Anbieter Momentanreserve gemäß den Vorgaben des festgelegten Beschaffungskonzeptes und den mit dem beschaffenden ÜNB vereinbarten vertraglichen Regelungen bereit. Letztere meinen den auf dem vom beschaffenden ÜNB gem. Abschnitt A.X. S. 1 Nr. 3 veröffentlichten Mustervertrag basierenden Vertrag zwischen dem Anbieter und dem beschaffenden ÜNB, wie er sich jeweils nach der Kontrahierung des konkreten Angebots ergibt. Der Mustervertrag hat auch zivilrechtliche Aspekte zu umfassen.

Abschnitt A.IV. gibt jedem ÜNB das Recht, in seiner Regelzone mehrere Beschaffungsregionen zu bilden. Deren Bildung kann sich an der Methodik des Systemstabilitätsberichts orientieren und kann insbesondere die Netztopologie des Übertragungsnetzes, den möglichen netzseitigen Verlauf potentieller System-Splits, die prognostizierten Lastflüsse im künftigen Stromsystem sowie die regionale Verteilung von Last und Erzeugung berücksichtigen. Der Forderung des BVES, wonach die Beschaffungsregionen auf Basis technisch nachvollziehbarer Kriterien gebildet und der gesetzlichen Vorgabe eines diskriminierungsfreien Marktes gerecht werden müssten, ist damit nachgekommen.

Die Unterteilung der Regelzonen in Beschaffungsregionen ist notwendig, um den netz- und erzeugungsseitigen regionalen Gegebenheiten insbesondere bei Störungsereignissen Rechnung tragen zu können: Im Falle eines System-Splits entstehen nach der Netzauftrennung mehrere Netzeinseln mit unterschiedlicher Erzeugungs- und Laststruktur. Die Wirkleistungsungleichgewichte und infolgedessen die auftretenden Frequenzgradienten in den einzelnen Netzeinseln können sich massiv unterscheiden. Um den ÜNB zur Beherrschung solcher System-Splits eine bedarfsgerechte Beschaffung zu ermöglichen, ist eine Regionalisierung erforderlich. Auf diese Weise können die ÜNB in Regionen mit einem Erzeugungsüberschuss (z. B. hoher Windeinspeisung) vor allem negative Momentanreserve beschaffen, die dem nach einer spontanen Netzauftrennung auftretenden starken Frequenzanstieg entgegenwirkt. Dagegen kann in Beschaffungsregionen, in denen den vorhandenen Lasten nur wenig Erzeugung gegenübersteht (Verbrauchsüberschuss) eine Beschaffung ausschließlich positiver Momentanreserve sinnvoll sein.

Mehrere Konsultationsteilnehmer fragen, ob für die Beschaffungsregionen unterschiedliche Randbedingungen gelten könnten, die der jeweiligen Situation (Wirk-/Blindleistung und ggfs. Momentanreservebeschaffung) Rechnung tragen und das System so flexibilisieren könnten. Es solle eine Erweiterung bzw. Berücksichtigung verschiedener weiterer Produkte, die durch existierende Kraftwerksanlagen bzw. durch Neu- oder Umbau bereitgestellt werden könnten, möglich sein. Soweit damit erfragt werden soll, ob in den unterschiedlichen Beschaffungsregionen unterschiedliche Momentanreserveprodukte gewählt und zu unterschiedlichen Festpreisen beschafft werden können, ist dies aus den

soeben genannten Gründen zu bejahen. Zum Beispiel können die ÜNB für jede Beschaffungsregion entscheiden, welche der in Abschnitt D.I. genannten Produkte sie beschaffen. Auch können die Festpreise von Beschaffungsregion zu Beschaffungsregion und von Produkt zu Produkt variieren. Soweit die Konsultationsteilnehmer kombinierte Angebote verschiedener (nf)SDL¹⁵, eine gemeinsame Beschaffung mehrerer unterschiedlicher (nf)SDL oder eine Übereinstimmung der Beschaffungsregionen bei verschiedenen (nf)SDL erreichen möchten, um neben der Momentanreserve weitere Produkte anbieten zu können, ist eine kombinierte Beschaffung von Momentanreserve mit anderen Systemdienstleistungen derzeit nicht möglich. Das Ziel der gegenständlichen Festlegung liegt unter anderem darin, Anreize für die Entwicklung netzbildender Umrichter und anderer momentanreserveerbringender Technologien zu setzen, um deren Marktreife zu schaffen. Solange bezogen auf die Momentanreserve die Entwicklung eines Marktes abgewartet werden muss, ist aus Sicht der Beschlusskammer eine kombinierte Beschaffung mit anderen (nf)SDL nicht sinnvoll, da dies die technischen Anforderungen an die Erbringer und das Beschaffungsverfahren weiter verkomplizieren würde. Um die Markteintrittsbarrieren möglichst gering zu halten, soll daher zunächst ein Markthochlauf bei der Momentanreserve abgewartet werden. Ein „Übereinanderlegen“ der Beschaffungsregionen für Momentanreserve und andere nfSDL kommt in der Regel ebenfalls nicht in Betracht, da die Anforderungen an die Bildung der Beschaffungsregionen zu unterschiedlich sind.¹⁶ Unabhängig davon ist selbstverständlich kein Anbieter gehindert, seine Einheiten innerhalb des rechtlichen Rahmens für mehrere (nf)SDL zu vermarkten.

Es wurde von mehreren Konsultationsteilnehmern gefordert, das Konzept zur Bildung von Beschaffungsregionen aus Gründen der Planungssicherheit durch den ÜNB öffentlich zu konsultieren. Dies ist aus Sicht der Beschlusskammer weder erforderlich noch zielführend: Bei der Bildung von Beschaffungsregionen für Momentanreserve kommt es wie dargelegt ausschließlich auf die Netzgegebenheiten und -erfordernisse an. Diese Parameter sind nicht „mit dem Markt verhandelbar“ und werden im Rahmen des Systemstabilitätsberichts der ÜNB bestimmt.

BDEW und Ørsted Germany fordern, dass Beschaffungsregionen nur in einem mehrjährigen Intervall und mit mehrjähriger Vorlaufzeit geändert werden dürfen. Da die konkrete Bildung der Beschaffungsregionen dazu dient, die Systemsicherheit zu gewährleisten, sind ein längeres Intervall und eine längere Vorlaufzeit jedoch ungeeignet, auf ggf. kurzfristig umzusetzende neue Erkenntnisse und Tatsachen zu reagieren. Eine Information über die Änderung von Beschaffungsregionen erfolgt gemäß

¹⁵ Teilweise wird eine „systemische Sichtweise“ gefordert, da es „sinnvoll sein könne, zusätzliche Anbieter zu binden, wenn dadurch andere Systemdienstleistungen erbracht würden, die dann nicht anderweitig beschafft werden“ müssten.

¹⁶ Siehe für Blindleistung: Beschluss BK6-23-072, vom 25.06.2024, S. 18f., online abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2023/BK6-23-072/BK6-23-072_beschluss_vom_25.06.2024.pdf. Siehe für Schwarzstartfähigkeit: Beschluss BK6-21-023 vom 13.01.2023, S. 12f., online abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2021/BK6-21-023/BK6-21-023_Beschluss_vom_13.01.23.pdf.

Abschnitt A.X. S. 2, 3 unverzüglich, spätestens aber sechs Monate vor Ablauf eines Vorschauzeitraums.

Prof. Dr.-Ing. Oliver Brückl von der OTH Regensburg verlangt, dass der ÜNB die Aufteilung auf mehrere Beschaffungsregionen innerhalb seiner Regelzonen begründen solle, um nicht unnötige Markteinschränkungen bzw. Liquiditätseinschränkungen zu verursachen. Dem ist zu entgegnen, dass das festgelegte Beschaffungsverfahren keinen Wettbewerb der Anbieter untereinander schafft und es somit aus Wettbewerbssicht auf eventuelle Markt- und Liquiditätseinschränkungen nicht ankommt.

Abschnitt A.V. beschreibt die Art und Weise, auf die die ÜNB Momentanreserve marktgestützt zu beschaffen haben und legt fest, dass die marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve in einem Festpreissystem erfolgt. In diesem kann ein Anbieter freiwillig eine von ihm gewählte Momentanreservemenge zu einem vorher bekannten, allerdings von ihm nicht beeinflussbaren, einheitlichen Preis anbieten und der ÜNB ist verpflichtet, die ihm angebotene Menge abzunehmen und mit diesem Preis zu vergüten.

Dazu verpflichtet **Abschnitt A.V. S. 1** die ÜNB, ihnen angebotene Mengen an Momentanreserve, welche die festgelegten Produkteigenschaften aufweisen, abzunehmen und zu vergüten. Für einen Anbieter, dessen Angebot die im Beschaffungskonzept festgelegten Voraussetzungen erfüllt, besteht somit nach Satz 1 ein Anspruch auf Vertragsschluss gegenüber dem beschaffenden ÜNB. Für diesen besteht umkehrt ein Kontrahierungszwang, welcher rechtlich ausnahmsweise zulässig ist: Erstens ist der beschaffende ÜNB der einzige Nachfrager nach der nSDL Momentanreserve in der jeweiligen Beschaffungsregion. Zweitens existieren innerhalb einer Produktkategorie keine Qualitätsunterschiede hinsichtlich der technischen Bereitstellung von Momentanreserve. Die einzelnen Anbieter sind also insoweit physikalisch „austauschbar“, weswegen es aus ÜNB-Sicht nicht auf einen konkreten Anbieter als Vertragspartner oder eine bestimmte Einheit als Momentanreserveerbringer ankommt. Drittens bestimmt der beschaffende ÜNB den Festpreis, welcher der Vergütung von Momentanreserve zugrunde gelegt wird. Er hat hierdurch wesentlichen Einfluss auf einen der zwei wichtigsten Vertragsbestandteile (Leistung und Gegenleistung). Viertens ist die Erbringung von Momentanreserve zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität und damit der Stromversorgung zwingend notwendig. Da der Momentanreservebedarf von den derzeit im System vorhandenen Erbringern bei Weitem nicht gedeckt werden kann, wird jedes Angebot benötigt, um den Bedarf decken zu können. Eine große „Auswahlmöglichkeit“ besteht daher schon faktisch nicht.

Nach **Abschnitt A.V. S. 2** erfolgt die Vergütung dabei technologieneutral mit einem vorab vom beschaffenden ÜNB bestimmten Festpreis. Somit wird in einer Beschaffungsregion allen Angeboten desselben Produktes derselbe Festpreis zugrunde gelegt, unabhängig von der Technologie der angebotenen Einheit(en).

In Anbetracht der derzeitigen Nachfrage-Angebots-Diskrepanz bei der Momentanreserve sowie der Entwicklungsbedürftigkeit netzbildender Technologien ist ein Festpreissystem aus Sicht der Bundesnetzagentur aktuell das geeignetste Instrument, entsprechende Marktanreize zu setzen und das Entstehen eines funktionierenden Marktes zu ermöglichen.¹⁷ Unter der wirtschaftlichen Effizienz im Sinne von § 12h EnWG ist nicht nur die statische, sondern auch die dynamische Effizienz zu verstehen. Statische Effizienz meint die effiziente Ressourcenallokation innerhalb eines bestehenden Marktes.¹⁸ Dynamische Effizienz bedeutet, dass notwendige Investitionen in neue Technologien angereizt werden, um die Entstehung eines künftigen Marktes überhaupt erst zu ermöglichen. Da es bisher keinen Momentanreservemarkt gibt und entsprechende Erbringer entweder nicht oder längst nicht in der erforderlichen Anzahl existieren, spielt vorliegend allein die dynamische Effizienz eine Rolle. Ziel des Festpreissystems ist es, für potentielle Anbieter von Momentanreserve frühzeitig Planungssicherheit zu schaffen, um Investitionen in Forschung und Entwicklung anzustoßen und eine Marktreife sowie einen Markteintritt netzbildender Technologien zu erreichen.

Andere Marktformen als das Festpreissystem sieht die Beschlusskammer derzeit nicht als geeignet an: Bilaterale Verhandlungen zwischen ÜNB und Anbieter sind aufgrund des damit einhergehenden hohen organisatorischen, personellen und zeitlichen Aufwands und der entstehenden Transaktionskosten nicht effizient. Bei der Momentanreserve ist eine hohe Zahl an Anbietern zur Bedarfsdeckung erforderlich, so dass sich individuelle Vertragsverhandlungen als extrem aufwändig erweisen würden. Zudem wäre aufgrund der Vielfalt der Akteure eine Vergleichbarkeit der Angebote nur sehr schwer oder gar nicht zu erreichen. Da bilaterale Verhandlungen zudem wenig transparent sind, gehen von ihnen auch keine oder nur geringe Anreize zum dringend benötigten Markteintritt geeigneter Anbieter und Technologien aus.

Eine marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve in Form von Ausschreibungen, wie sie etwa für die nfSDL Schwarzstartfähigkeit und die nfSDL Blindleistung festgelegt wurden, ist zum aktuellen Zeitpunkt ebenfalls ungeeignet, jedenfalls aber wirtschaftlich nicht effizient. Dieses Instrument ist sinnvoll, wenn eine ausreichende Liquidität des Marktes besteht und so das effizienteste Kosten-Nutzen-Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage ermittelt werden kann. Dies setzt voraus, dass eine ausreichende Wettbewerbsintensität gegeben ist und keiner der Anbieter zur Nachfragedeckung unerlässlich (pivotal) ist. Derzeit wird jedoch wesentlich mehr Momentanreserve benötigt als mit den verfügbaren Technologien erbracht werden kann, so dass jedenfalls perspektivisch Angebot und Nachfrage nicht kosteneffizient miteinander in Einklang zu bringen sind.

¹⁷ BT-Drucksache 20/11017, S. 41.

¹⁸ BT-Drucksache 20/11017, S. 41.

In Anbetracht der voranschreitenden Transformation der Erzeugungslandschaft und der damit verbundenen Veränderung der Energie- und Lastflüsse sowie der Ungewissheit betreffend künftiger Erbringer von Momentanreserve kann zudem die Frage nach der Höhe des Momentanreservebedarfs aktuell nur mit gewissen Unschärfen und auch nur für bestimmte angenommene Szenarien beantwortet werden (siehe Zielszenarien NEP 2035¹⁹ bzw. NEP 2037²⁰, Systemstabilitätsbericht 2023²¹). Selbst wenn ein Bedarf verlässlich prognostiziert werden kann, bestünden derzeit aufgrund der Marktsituation bei der Momentanreserve keine zufriedenstellenden Möglichkeiten für eine Ausschreibung: Eine Ausschreibung setzt voraus, dass ein konkreter Bedarf beschafft wird. Würde der gesamte für die Beschaffungsregion ermittelte Momentanreservebedarf ausgeschrieben, käme es aufgrund des faktischen Angebotsmangels zu einer deutlichen Unterdeckung des Bedarfs, verbunden mit dem Risiko von Marktmachtmissbrauch auf Seiten derjenigen Anbieter, die an den Ausschreibungen bereits zeitnah teilnehmen könnten. Alternativ wäre die Ausschreibung eines Teilbedarfs denkbar. Der ausgeschriebene Anteil müsste so bestimmt werden, dass eine Deckung im Rahmen der Ausschreibung erfolgsversprechend ist. Selbst unter der optimistischen Annahme, dass ggf. zeitnah eine Deckung eines Momentanreserve-Teilbedarfs – hier kommen vor allem Großbatteriespeicher in Betracht – möglich sein könnte, müsste der Bedarf zur Verhinderung der soeben beschriebenen Problematik derart verknappert werden, dass dennoch ein gewisses Wettbewerbsniveau innerhalb der Ausschreibung sichergestellt wäre: Ohne eine solche Konkurrenzsituation ist davon auszugehen, dass Anbieter Angebotspreise aufrufen könnten, die weit oberhalb jeder realen Kostenkalkulation lägen. Durch die künstliche Verknappung käme es jedoch in jedem Fall zu einer Unterdeckung des tatsächlichen Gesamtbedarfs an Momentanreserve, womit der Zweck der Momentanreservebeschaffung verfehlt und damit letztendlich die Systemsicherheit gefährdet würden.

Zudem sind Ausschreibungen mit Risiken für die Anbieter verbunden, welche kontraproduktiv zur intendierten Anreizwirkung wären: So könnte die dem Instrument der Ausschreibung immanente Kostenunsicherheit auf Anbieterseite zu Gebotspreisen führen, die unter den tatsächlichen Kosten liegen (sog. Winner's-Curse-Problem). Dieses Problem könnte bei der Momentanreserve aufgrund der vorherrschenden allgemeinen Kostenunsicherheit durchaus relevant sein. Andererseits bieten Ausschreibungen aufgrund der Unsicherheit über eine Zuschlagserteilung kaum Planungssicherheit für Anbieter hinsichtlich der Refinanzierbarkeit von bereits entstandenen Forschungs- und Entwicklungskosten, sonstiger Transaktionskosten sowie realisierbarer Gewinne. Im Gegensatz dazu erlaubt das festgelegte Festpreissystem die größtmögliche Planungssicherheit und Transparenz und begünstigt so entsprechende Investitionen in netzbildende Technologien. Das festgelegte Festpreissystem dient

¹⁹ Online abrufbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2022-11/Szenariorahmen_2035_Genehmigung_1.pdf.

²⁰ Online abrufbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-01/Szenariorahmen_2037_Genehmigung.pdf.

²¹ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/Strom/Systemstabilitaet/Systemstabilitaetsbericht.pdf?_bl-ob=publicationFile&v=5.
Online abrufbar unter

gerade dazu, Anreize zu entfalten, in die Forschung und Entwicklung dieser sog. *grid-forming*-Technologien sowie in deren Bau bzw. in eine entsprechende Ertüchtigung bestehender Einheiten zu investieren. Insoweit ist das festgelegte Festpreisverfahren aus Sicht der Beschlusskammer am besten geeignet, einen neuen Markt zu etablieren, Investitionen anzureizen, zur Senkung des Momentanreservebedarfs beizutragen und gleichzeitig die Kosten für die Netznutzer möglichst gering zu halten. Ausschreibungen stünden dagegen derzeit im Widerspruch zu § 1 Abs. 1 EnWG und stellen aus Sicht der Beschlusskammer keine geeignete Option dar.

Daher ist entgegen der Meinung von Engie auch nicht alternativ zum Festpreissystem ein Ausschreibungsmodell wünschenswert. Soweit Engie meint, dieses sei flexibler und erschließe damit mehr Anbieter, etwa durch die Nutzung von kleineren Zeitscheiben für Monate, Tage oder Stundenblöcke, kann dies bei künftigen Änderungen des Marktdesigns ggf. relevant werden. In Zukunft könnte u. U. eine Ausschreibung über entsprechende Preissignale temporäre Knappheiten von Momentanreserve offenbaren, während in Zeiten eines reichhaltigen Angebots an Momentanreserve ggf. nicht benötigte Einheiten auf anderen Märkten, z. B. dem Regelreservemarkt, vermarktet werden können. Aktuell wäre eine solche Ausschreibung aufgrund des oben beschriebenen Angebotsmangels jedenfalls nicht zielführend. Soweit Engie Rückwirkungen des Festpreissystems auf die Strom- und Regelreservemärkte befürchtet, sei klargestellt, dass über das Beschaffungskonzept sämtliche Zeiten, in denen die Einheit verfügbar ist, für die Vergütung gezahlt werden. Erst wenn eine anderweitige Erbringung die Momentanreservefähigkeit tatsächlich einschränkt, senkt dies die Verfügbarkeit und reduziert entsprechend die Vergütung. Der Anbieter kann seine Einheit also grundsätzlich anderweitig vermarkten, siehe die Ausführungen zu Abschnitt A.VII. Auswirkungen auf andere Märkte können zwar nicht ausgeschlossen werden, gehen aber typischerweise mit Schaffung neuer Märkte einher. In diesem Fall kann von der Möglichkeit zur Festpreisanpassung nach Abschnitt G.III. oder ggf. auch vom Widerrufsrecht nach Tenorziffer 3 Gebrauch gemacht werden.

Auktionen weisen unter allen möglichen Beschaffungsmodellen den höchsten Organisationsgrad auf, der den von Ausschreibungen nochmals übersteigt. Sie erfordern eine vollständige Vereinheitlichung der Produktdefinitionen und Angebotsstrukturen, um Angebote allein aufgrund ihres Preises vergleichen und auswählen zu können. Einen so hohen Organisationsgrad und eine so enge Produktdefinition würde eine technologieoffene Momentanreserveauktion in der aktuellen Situation nicht ermöglichen. Da bereits Ausschreibungen keine Option darstellen, erscheinen der Beschlusskammer Auktionen zur Beschaffung von Momentanreserve derzeit erst recht als wenig sinnvoll.

Der BVES meint, „statt eines Prämienmodells sei auch die vorzeitige Einführung eines angebotsbasierten Marktmodells mit einem Cost-Cap denkbar, um der mangelnden Liquidität des Marktes gerecht zu werden“. Dieser Vorschlag löst nach Einschätzung der Beschlusskammer das Problem der

mangelnden Liquidität jedoch nicht: Vom Ergebnis her gleicht ein solches Modell der oben beschriebenen Ausschreibung eines Teilbedarfs, die zu den genannten Problemen führen würde. Vorteilhaft wäre allenfalls, dass ein Wettbewerb unter den effizientesten Anbietern von Momentanreserve stattfinden würde und die effizientesten Anbieter kontrahiert werden könnten. Dadurch wäre eine effiziente Ressourcenallokation möglich, allerdings nur im Rahmen der reduzierten Nachfrage, und es könnten private Kosteninformationen der Anbieter offengelegt werden. Soweit mit dem „angebotsbasierten Marktmodell mit Cost-Cap“ gemeint ist, dass sich der ausgeschriebene Bedarf am erwarteten Angebot an Momentanreserve orientieren soll, dürfte sich zudem die Herausforderung ergeben, das Angebot möglichst gut abzuschätzen. Fällt das tatsächliche Angebot an Momentanreserve jedoch geringer aus als erwartet und somit geringer als der ausgeschriebene Bedarf, droht ein Marktversagen: Jeder Anbieter wäre dann für die Deckung des ausgeschriebenen Bedarfs erforderlich (pivotal) und würde bei Angebotsabgabe automatisch bezuschlagt werden. Sind sich die Anbieter dessen bewusst, würden sie zum Höchstpreis („Cost-Cap“) anbieten.

Soweit gefordert wurde, dass der Festpreis eine Maßeinheit erhalten solle, ist dem mit Abschnitt H.VII. S. 1 nachgekommen worden. Danach wird der Festpreis in Euro/MWs ermittelt.

Der Festpreis ist gemäß **Abschnitt A.V. S. 3** produktspezifisch und gilt innerhalb einer Beschaffungsregion für alle Angebote. Dies stellt die Gleichbehandlung aller Anbieter sicher, die für ein Produkt in einer Beschaffungsregion kontrahiert werden. **Abschnitt A.V. S. 4** nennt als Voraussetzung, dass der Anbieter bzw. das Angebot die Vergütungsvoraussetzungen erfüllt. Dies ist erforderlich, damit die Einheit sinnvoll für Momentanreserve eingesetzt werden kann.

Die Regelung in **Abschnitt A.VI. S. 1**, wonach jeder ÜNB die marktgestützte Beschaffung der nfSDL Momentanreserve eigenständig durchführt, resultiert aus der gesetzgeberischen Grundentscheidung, wonach jedem ÜNB die Systemverantwortung in seiner Regelzone übertragen ist (§ 13 EnWG). In Absprache zwischen den ÜNB kann gemäß **Abschnitt A.VI. S. 2** die nicht frequenzgebundene Systemdienstleistung Momentanreserve auch gemeinsam beschafft werden, wobei sich die beteiligten ÜNB verständigen müssen, wer von ihnen die Beschaffung verantwortlich durchführt. Diese Vorgabe erlaubt es den ÜNB, organisatorische Synergieeffekte zu nutzen und so ggf. Kosten einzusparen. Dies kommt letztlich den Netznutzern zugute, welche die marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve über die Netzentgelte zu finanzieren haben.

Ein Konsultationsteilnehmer möchte, dass die ÜNB sich auf ein gemeinsames System zur IT-technischen Marktanbindung (API), ein gemeinsames Produktdesign und eine harmonisierte Methodik zur Nachweiserbringung festlegen. Auch die Beschlusskammer hält ein solches Vorgehen für sinnvoll, um Markteintrittsbarrieren möglichst klein zu halten. Die im Zusammenhang mit der Abgabe der An-

gebote stehenden notwendigen Prozesse sollten beschaffungsregionsübergreifend möglichst harmonisiert und reibungslos gestaltet werden, um Anbietern das Einreichen von Angeboten zu erleichtern und ihnen Synergieeffekte zu ermöglichen. Das Beschaffungskonzept vereinheitlicht daher das Produktdesign und die Nachweiserbringung, wobei teilweise auf den FNN-Hinweis verwiesen wird, der entsprechende Maßgaben enthält. Die Beschlusskammer würde es daher begrüßen, wenn die ÜNB im Anschluss an diese Festlegung prüfen, inwieweit auch die IT-technische Marktanbindung vereinheitlicht werden kann. Dies betrifft allerdings detaillierte Vorgaben zur technischen Ausgestaltung der Kommunikationsbeziehung zwischen beschaffendem ÜNB und Anbieter und ist nicht Bestandteil der gegenständlichen Festlegung.

Nach Abschnitt A.VII. geht es zu Lasten der Verfügbarkeit gemäß Abschnitt F., sofern die Vorhaltung von Momentanreserve durch die marktliche Erbringung anderer Systemdienstleistungen oder durch die Vermarktung an den Energiemärkten beeinträchtigt wird. Hierdurch wird verhindert, dass gleichzeitige Nutzungen vergütet würden, welche die Erbringung von Momentanreserve behindern würden. Gleichzeitig wird der Anbieter nicht in seiner Vermarktungshoheit beschränkt. Eine Teilnahme an mehreren Märkten ist somit ausdrücklich erlaubt.

Die Regelung ist nach der ersten Marktkonsultation überarbeitet worden. Damals lautete die Regelung noch wie folgt: „Die Erbringung von Momentanreserve darf nicht durch die marktliche Erbringung anderer Systemdienstleistungen oder durch die Vermarktung an den Energiemärkten beeinträchtigt werden.“ Ørsted und BDEW hatten vorgetragen, dass ein Übergang einer verfügbaren Einheit in den Zustand der Nichtverfügbarkeit auf Grund der marktlichen Erbringung anderer Systemdienstleistungen oder durch die Vermarktung an den Energiemärkten explizit möglich sein solle. Es müsse unmissverständlich deutlich werden, dass auch eine für die Momentanreserve kontrahierte Einheit jederzeit abgeregelt oder bspw. aufgrund negativer Preise abgeschaltet werden dürfe. Ein Verbot marktlicher Abregelungen mache den Preis für Momentanreserve extrem teuer, da sämtliche, durch die verlorene Flexibilität erlittenen Verluste eingepreist werden müssten. Fluence Energy brachte an, eine geringfügige Beeinträchtigung der Erbringung von Momentanreserve solle durch die Erbringung von Systemdienstleistungen oder den Einsatz an den Energiemärkten möglich sein, soweit die vorgegebene Mindestverfügbarkeit eingehalten werde. E.ON-VNB baten um Klarstellung, dass bei von Netzbetreibern veranlassten Änderungen der Leistungsabgabe oder -aufnahme auf null bzw. unter die vorgegebene Mindestleistung (z.B. durch Redispatch) der Momentanreservebeitrag reduziert werden dürfe. Siemens Energy und VDMA meinten, mit der Formulierung würden Einheiten ausgegrenzt, die im Wirkleistung-/Blindleistungsbetrieb teilnehmen und/oder weitere Dienstleistungen erbringen und Momentanreserve anbieten können würden. Stattdessen solle die Erbringung von Momentanreserve unter Berücksichtigung der marktlichen Erbringung anderer Systemdienstleistungen oder der

Vermarktung an den Energiemärkten durch geeignete Maßnahmen (technisch/regulatorisch) sichergestellt werden.

Die Beschlusskammer hat diese Kritik zum Anlass genommen, die Regelung nach der ersten Marktkonsultation umzuformulieren. Klarzustellen ist, dass der Anbieter frei über seine Einheit verfügen kann. Insoweit kann auch die von Vattenfall in der zweiten Marktkonsultation geäußerte Forderung, eine gleichzeitige Teilnahme an mehreren Märkten zu ermöglichen, nicht nachvollzogen werden. Diese Teilnahme wird dem Anbieter nicht untersagt. Anderweitige Vermarktungen können allerdings zu reduzierten Verfügbarkeitszeiten führen und haben ggf. die Nichteinhaltung der Mindestverfügbarkeit zur Folge. Damit trägt der Anbieter im Verhältnis zum Momentanreserve beschaffenden ÜNB das wirtschaftliche Risiko der Nichtverfügbarkeit. Dies ist erforderlich, damit die kontrahierte Momentanreserve mit einer möglichst hohen Verfügbarkeit bereitgestellt wird, denn umso höher ist auch die Absicherung des Elektrizitätsversorgungssystems. Dies setzt auch den Wunsch der E.ON-VNB nach einer Klarstellung um, wie Stillstandszeiten von Erzeugungsanlagen (bspw. vermarktungsbedingt), während der keine Momentanreserve erbracht werden kann, zu berücksichtigen seien.

Der Wunsch der E.ON-VNB, wonach aktiv gesteuerte Prozesse der Systemführung nicht eingeschränkt werden dürften, ist ebenfalls umgesetzt: Netzbetreiber können für die Momentanreserve kontrahierte Einheiten aus Systemführungsgründen weiterhin anweisen. Für die Verfügbarkeitsermittlung bei der Momentanreserve kommt es insoweit auf den Grund oder den Verursacher einer Nichtverfügbarkeit nicht an. Allerdings sind die dem Momentanreserveanbieter durch Netzbetreibermaßnahmen entgehenden Momentanreserveerlöse über ggf. bestehende Ausgleichsansprüche (bspw. im Rahmen von Redispatch) vom veranlassenden Netzbetreiber zu erstatten. Damit ist auch der Forderung von Ørsted, wonach netzbetreiberbedingte Einschränkungen wie Redispatch, Erzeugungsmanagement etc. berücksichtigt werden müssten, Rechnung getragen.

BVES wünschte in der ersten Marktkonsultation die Klarstellung, dass die Vermarktung an Regelreserve- bzw. Fahrplanenergiemärkten die Fähigkeit von Synchronmaschinen zur Erbringung von Momentanreserve nicht beeinträchtigt. Eine solche Klarstellung ist entbehrlich. Soweit Synchronmaschinen überhaupt an der marktgestützten Beschaffung teilnehmen können, ergibt sich schon aus deren Natur, dass sie Momentanreserve bereitstellen können, wenn sie am Netz sind (vgl. Begründung zu Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 5 S. 3).

BVES und RWE schlugen in der zweiten Marktkonsultation vor, das Wort „Vorhaltung“ durch das Wort „Abruf“ zu ersetzen, da die Verfügbarkeit als Grundlage für die Vergütungsansprüche ex-post bestimmt werde. Deswegen solle nur der tatsächliche Abruf für eine anderweitige Vermarktung berücksichtigt werden, der eine Bereitstellung von Momentanreserve tatsächlich einschränke. Dem ist die Beschlusskammer sinngemäß nachgekommen. Da die Vorhaltung anderer Systemdienstleistungen

wie z. B. Regelleistung i. d. R. keine Einschränkung der Momentanreserve darstellt, wurde die Regelung nach der zweiten Marktkonsultation dahingehend geändert, dass es nur auf die Erbringung anderer Systemdienstleistungen ankommt.

Soweit BVES meint, die Bereitstellung der Momentanreserve solle die marktliche Erbringung anderer Produkte – insbesondere Regelleistung – nicht behindern, ist dies rechtlich der Beschaffung anderer Produkte zuzuordnen und entsprechend dort zu regeln.

Nach **Abschnitt A.VIII.** kann ein Angebot aus einer einzelnen Einheit oder einem Einheitenverbund bestehen. Die Aggregation mehrerer Einheiten zu einem Einheitenverbund reduziert den Aufwand bei der Angebotsabgabe, erhöht die Verfügbarkeit von Momentanreserveerbringern und kann die Hebung weiterer Momentanreservepotentiale, die in derselben Beschaffungsregion liegen (siehe Abschnitt B.VIII.), begünstigen.

Soweit VDMA das Verhältnis zwischen der Momentanreserve der einzelnen Einheiten und die des Einheitenverbundes erklärt wissen möchte und fragt, wie im Falle der Vermarktung von weniger Momentanreserve als der durch die Summe der einzelnen Einheiten bereitstellbaren Summe die zusätzliche Momentanreserve berücksichtigt wird, ist Folgendes zu antworten: Entschließt sich ein Anbieter, weniger Momentanreserve zu vermarkten als seine Einheiten in Summe bereitstellen können, kann dies seine Verfügbarkeit bei der vermarkteten Momentanreserve steigern. Alternativ kann er die Gesamtsumme der von seinen Einheiten bereitstellbaren Momentanreserve vermarkten, aber ggf. erreicht er dann eine weniger hohe Verfügbarkeit. Der Anbieter muss selbst beurteilen, welche Option für ihn finanziell attraktiver ist. Soweit VDMA fragt, inwiefern der Einheitenverbund als Anschlusspunkt eines Windparks interpretiert werden könne, ist zu antworten, dass ein Windpark als Einheitenverbund vermarktet werden kann. Dennoch werden die Verfügbarkeit und die Momentanreservemenge je einzelner Einheit separat bestimmt und für die Vergütung kumuliert (vgl. Abschnitt F.IV. und Abschnitt H.VI. S. 4).

Abschnitt A.IX. S. 1 bestimmt, dass für jede Einheit nur je ein Angebot für ein positives und ein negatives Produkt abgegeben werden kann. Dies gilt nach **Satz 2** auch, wenn die Einheit Teil eines Einheitenverbundes ist. Diese Regelungen vermeiden die Doppelvermarktung einer Einheit bei der Momentanreserve. Damit ist auch der Vorschlag von VDMA aus der zweiten Marktkonsultation abzulehnen, wonach die Beschränkung auf nur ein Gebot je Abrufrichtung nur für inverterbasierte Technologien gelten solle. Zudem vereinfacht Abschnitt A.IX. die Handhabung der marktgestützten Beschaffung beim ÜNB: Dürfte ein Anbieter mehrere Angebote für eine Einheit und ein Produkt abgeben, würde dies die Komplexität bei der Kontrahierung deutlich erhöhen. So wären zum Beispiel Kennzeichnungen von komplementären und substitutiven Angeboten nötig. Zudem müssten bei der Abrechnung und im Monitoring Grenzwerte und Verfügbarkeiten kombiniert bzw. abgegrenzt werden.

Klarzustellen ist, dass Einheiten, die Momentanreserve symmetrisch – also sowohl in positiver als auch in negativer Richtung – erbringen können, jeweils für positive als auch für negative Momentanreserve ein Angebot abgeben können (z. B. Batteriespeicher). Dabei kann sich die vermarktete Menge der Momentanreserve unterscheiden, solange die Produktdefinitionen und Vergütungs Voraussetzungen jeweils erfüllt sind. Da es sich um zwei verschiedene Leistungen handelt, die niemals gleichzeitig erbracht werden, handelt es sich auch nicht um eine Doppelvermarktung.

BVES und RWE meinen, die Beschränkung auf nur ein Gebot je Abrufrichtung führe zu einer geringeren Auslastung der Anlagen. Damit stünden Teile der Anlagen ungenutzt still, obwohl sie Momentanreserve in z. B. dem Basis-Produkt anbieten könnten. Durch passende Lastprognosen könne eine höhere Bereitstellung durch eine Aufteilung auf das Premium- und Basisprodukt erreicht werden. Somit könne Momentanreserve im volkswirtschaftlichen Sinne effizienter erbracht werden. Das Risiko einer Aufteilung liege beim Anbieter, wodurch für die ÜNB kein Nachteil entstehe. Die Beschlusskammer versteht die Eingabe so, dass gewünscht wird, einen Teil der Momentanreserve im Premiumprodukt zu vermarkten – nämlich den Teil, von dem der Anbieter sicher weiß, dass er in 90 % des Abrechnungszeitraums zu Verfügung steht – und einen anderen Teil im Basisprodukt mit derselben Abrufrichtung. So könnte ein Anbieter eine Menge mit hoher Verfügbarkeit und gleichzeitig eine zusätzliche Menge mit niedrigerer Verfügbarkeit anbieten. Darauf ist zu erwidern, dass sich die Einheit bei der Möglichkeit einer Abgabe *mehrerer* Angebote je Abrufrichtung technisch *nicht* anders verhält, da für die Momentanreserve allein die Anlaufzeitkonstante und die Nennwirkleistung maßgeblich sind. Diese sind für jede Einheit feststehend und ändern sich durch die Abgabe mehrerer Angebote nicht. Damit erbringt die Einheit auch bei Abgabe mehrerer Angebote dieselbe Momentanreservemenge wie bei Abgabe nur eines Angebots. Die geforderte Aufteilung in mehrere Angebote je Abrufrichtung würde somit allein eine wirtschaftliche Optimierungsmöglichkeit für den Anbieter darstellen, ohne mehr Momentanreserve bereitzustellen und damit einen zusätzlichen Nutzen für die Netz- und Versorgungssicherheit zu bieten.

Abschnitt A.X. S. 1 verpflichtet die ÜNB, spätestens neun Monate nach dem Datum der gegenständlichen Festlegung, nicht aber vor Veröffentlichung des VDE-FNN-Hinweises zu den Anforderungen an die Nachweiserbringung, bezogen auf jede Beschaffungsregion auf der gemeinsamen Internetseite der ÜNB „www.netztransparenz.de“ oder deren Nachfolgeplattform den Zuschnitt der Beschaffungsregion (Nr. 1), die zu beschaffenden Produkte (Nr. 2), den Mustervertrag für jedes Produkt (Nr. 3) und das Preisblatt, aus dem für jedes zu beschaffende Produkt der Festpreis oder die Festpreise ersichtlich sind, die sich in einem Vorschauzeitraum von zwei Jahren ergeben (Nr. 4), zu veröffentlichen.

Hieraus ergibt sich für die ÜNB zunächst die Umsetzungsfrist von neun Monaten nach Festlegungsdatum. Diese im Vergleich zu anderen Festlegungen recht kurze Umsetzungsfrist dient dazu, die

marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve schnellstmöglich zu starten und so ein zeitnahes Signal zur Entwicklung und zum Bau netzbildender Einheiten zu senden. Nur so können potentielle Anbieter zu den Investitionen motiviert werden, die notwendig sind, um die auftretende enorme Lücke in der Bedarfsdeckung zu schließen. Momentanreserve soll schnellstmöglich kontrahiert und bereitgestellt werden können.

Aus dem Einschub „nicht aber vor Veröffentlichung des VDE-FNN-Hinweises zu den Anforderungen an die Nachweiserbringung“ ergibt sich, dass die marktgestützte Beschaffung erst startet, wenn der VDE FNN die Anforderungen an die Nachweiserbringung veröffentlicht hat. So ist sichergestellt, dass potentielle Anbieter erkennen können, welche Nachweispflichten zu erfüllen sind und der beschaffende ÜNB anhand der Nachweise erkennen kann, dass die Einheit tatsächlich Momentanreserve wird bereitstellen können.

Aus der Veröffentlichung müssen die Beschaffungsregionen, die dort jeweils zu beschaffenden Produkte (oder das jeweils zu beschaffende Produkt), die jeweiligen Musterverträge und Preisblätter hervorgehen. So haben potentielle Marktteilnehmer jederzeit eine transparente Grundlage für ihre Überlegungen zum Markteintritt. Da eine zentrale Veröffentlichung Synergieeffekte schaffen und die Transparenz erhöhen kann, sind die Informationen wie bei den anderen nfSDL-Beschaffungsverfahren auch auf der gemeinsamen Internetseite der ÜNB „www.netztransparenz.de“ oder deren Nachfolgeplattform zu veröffentlichen.

Aus der Veröffentlichung gem. **Nr. 1** muss hervorgehen, welche Beschaffungsregionen es im Vorschauzeitraum geben wird. Dabei muss ersichtlich sein, wie diese zugeschnitten sein werden (Veröffentlichung z. B. mit Hilfe einer Karte). Aus der Veröffentlichung gem. **Nr. 2** muss sich ergeben, welche Momentanreserveprodukte in einer bestimmten Beschaffungsregion beschafft werden. Diese Informationen können für potentielle Marktteilnehmer essentiell sein, wenn es z. B. darum geht, ob in einer Beschaffungsregion beide oder nur eine Abrufrichtung sowie Premium- und/oder Basisprodukt beschafft werden. Nach **Nr. 3** hat der beschaffende ÜNB einen Mustervertrag für jedes von ihm zu beschaffende Produkt zu veröffentlichen. Hierbei sind sämtliche der Kontrahierung des jeweiligen Produktes zugrunde gelegten vertraglichen Regelungen inklusive zivilrechtlicher Inhalte zu veröffentlichen. Aus der Veröffentlichung nach **Nr. 4** muss sich ergeben, zu welchem Festpreis jedes vom ÜNB gewählte Momentanreserveprodukt in einer Beschaffungsregion beschafft wird. Hierzu ist das Preisblatt zu veröffentlichen, aus dem für jedes vom beschaffenden ÜNB gewählte Produkt der Festpreis oder die Festpreise, die sich in einem Vorschauzeitraum von zwei Jahren ergeben, ersichtlich sind. So können potentielle Marktteilnehmer die Entwicklung des Festpreises über diesen Zeitraum erkennen.

Vattenfall meint, das Preisblatt biete keine Möglichkeit, technologiebasierte Preisunterschiede zu berücksichtigen. Eine Preisobergrenze oder ein Bieterverfahren könnten flexiblere und kosteneffizientere Optionen schaffen. Soweit Vattenfall meint, ein Ausschreibungsverfahren mit Preisobergrenze sei vorzugswürdig, ist auf die Argumentation zu Abschnitt A.V. S. 2 zu verweisen. Hinsichtlich der Entscheidung gegen technologiespezifische Preise siehe die Begründung zu Abschnitt B.X.

Die genannten Informationen sind bei Bedarf gemäß **Abschnitt A.X. S. 2** unverzüglich zu aktualisieren. Diese Veröffentlichungspflicht sorgt dafür, dass der jeweils aktuelle Planungsstand der ÜNB betreffend die marktgestützte Beschaffung für potentielle und tatsächliche Anbieter ersichtlich ist. Eine Aktualisierung hat zu erfolgen, sobald ein ÜNB erkennen kann, dass eine veröffentlichte Information nicht mehr mit den aktuellen Planungen übereinstimmt, damit (potentielle) Marktteilnehmer sich auf die Änderungen einstellen können. Dies kann zum Beispiel der Fall sein, wenn Änderungen in der dem Systemstabilitätsbericht zugrunde liegenden Methodik Änderungen der Beschaffungsregionen bedingen. Dann haben die ÜNB die Änderung und ggf. notwendige Folgeänderungen (z. B. an den zu beschaffenden Produkten) unverzüglich bekanntzumachen.

Spätestens sechs Monate vor Ablauf des Vorschauzeitraums von zwei Jahren hat der jeweilige ÜNB nach **Abschnitt A.X. S. 3** die in Satz 1 genannten Informationen für den folgenden Vorschauzeitraum zu veröffentlichen.

Bei der Länge des Vorschauzeitraums hat die Beschlusskammer abgewogen zwischen kürzeren und längeren Vorschauzeiträumen. Ein längerer Vorschauzeitraum erhöht die Planungssicherheit für potentielle Anbieter, da sie insbesondere die Preisentwicklung über die nächsten Jahre transparent absehen und ihre Investitionsentscheidungen entsprechend treffen können. So tragen BVES und RWE in der zweiten Marktkonsultation vor, ein Vorschauzeitraum von nur zwei Jahren könne zu Unsicherheit in Investitionsentscheidungen führen. Ein längerfristiger Vorschauzeitraum oder ein verlässlicher Preiskorridor, der über die nächsten zwei Jahre hinausgehe, führe zu weiterer Investitionssicherheit und damit zur Durchführung von Projekten. Ein verkürzter Vorschauzeitraum erschwere die Planung von Projekten; diese und vor allem ihr Bau dauerten mehr als zwei Jahre. Somit bestünde keine bzw. nur eine sehr unsichere Planungsgrundlage. BVES und RWE sprechen sich daher für einen Vorschauzeitraum von drei Jahren aus. Dennoch hat sich die Beschlusskammer für eine Verkürzung des Vorschauzeitraums von zunächst konsultierten vier auf nunmehr zwei Jahre entschieden.

Der Vorschauzeitraum von zwei Jahren wurde gewählt, um einerseits den administrativen Aufwand für die Festpreismittlung und somit die Transaktionskosten für die marktgestützte Beschaffung in einem angemessenen Maße zu halten und andererseits die Festpreisbestimmung, welche auf einer Prognose des künftigen Marktumfeldes basiert, zeitlich möglichst nah an den jeweiligen Erbringungszeitraum zu legen. Je enger eine Prognose und der Zeitraum, auf den sie sich bezieht, beieinander

liegen, desto höher ist die Wahrscheinlichkeit, dass die Prognose von zutreffenden Tatsachen ausgeht und sachgerechte Ergebnisse liefert. So wird sichergestellt, dass die tatsächlichen Kosten der Anbieter möglichst genau wiedergespiegelt werden und ein echter Anreiz zum Markteintritt entsteht. Bei der Wahl eines zweijährigen Vorschauzeitraums können künftige Markt- und Technologieentwicklungen vergleichsweise zutreffend prognostiziert und im Festpreis abgebildet werden. Hierdurch werden einerseits die tatsächlichen Kosten der Anbieter mit hoher Wahrscheinlichkeit abgedeckt und andererseits Übergewinne durch fehlerhafte Prognosen verhindert, was letztlich die Netznutzer entlastet. Da gerade in der Phase des Markthochlaufs mit Technologiedurchbrüchen und -fortschritten gerechnet werden kann, konnte ein längerer zeitlicher Vorlauf nicht ermöglicht werden, obwohl dies die Planungssicherheit für interessierte Anbieter weiter erhöht hätte. Ein kürzerer Vorschauzeitraum erhöht die Flexibilität und steigert insbesondere die Wahrscheinlichkeit für eine zutreffende Festpreisermittlung.

Da zudem sowohl der Zuschnitt der Beschaffungsregionen als auch die Preisermittlung auf Basis des Systemstabilitätsberichts der ÜNB erfolgen, wurde an den für diesen geltenden, zweijährigen Erstellungsturnus angeknüpft. So heißt es in § 12i Abs. 1 EnWG zum Systemstabilitätsbericht: „Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung berichten der Regulierungsbehörde erstmals zum 1. Januar 2025 und danach alle zwei Jahre über die Sicherheit, Zuverlässigkeit, Stabilität und Leistungsfähigkeit ihres Energieversorgungsnetzes sowie des Elektrizitätsversorgungssystems“. Dieser Bericht soll nach § 12i Abs. 2 EnWG „für alle Handlungsbereiche der Systemstabilität den aktuellen Stand darstellen sowie Handlungsbedarfe in den einzelnen Bereichen im Hinblick auf einen sicheren Netzbetrieb (...) ermitteln“, so dass die Vorgabe eines zweijährigen Vorschauzeitraums im Einklang mit dem Intervall des § 12i EnWG steht. Die Vertragskonditionen und insbesondere der Zuschnitt der Beschaffungsregionen und die Höhe der Festpreise basieren somit auf einer validen Grundlage.

Seitens einiger Teilnehmer der ersten Marktkonsultation lag offenbar ein Missverständnis vor wenn sie meinten, die Festlegung eines Festpreises für (damals noch) vier Jahre sei kontraproduktiv, stattdessen habe eine Festlegung der Vergütung planbar über den gesamten Erbringungszeitraum mit Kontrahierung des Angebotes zu erfolgen und das Preisblatt solle jährlich rollierend aktualisiert und um ein Jahr erweitert werden. Hierzu ist klarzustellen, dass der Anbieter sich mit Einreichung eines vergütungsfähigen und verbindlichen Angebots den aus dem aktuellen Preisblatt für das gewählte Produkt ersichtlichen Festpreis für den gesamten Erbringungszeitraum sichert. Dies regelt Abschnitt H.I. S. 2 ausdrücklich. Damit kennt der Anbieter mit Einreichung seines Angebots den für ihn gültigen Festpreis über den gesamten Erbringungszeitraum – unabhängig von der Höhe nachfolgend veröffentlichter Festpreise, vgl. hierzu näher die Beschlussbegründung zu Abschnitt H.I. S. 4. Zudem

würde eine rollierende Veröffentlichung alle 1,5 Jahre die Zeit, für die die Informationen bekanntgemacht und damit verlässlich kommuniziert werden, weiter verringern.

Eine Veröffentlichung der relevanten Informationen sechs Monate vor einem Vorschauzeitraum ist erforderlich, damit potentielle Anbieter sich rechtzeitig vor dessen Ablauf auf die im folgenden Vorschauzeitraum geltenden Marktbedingungen einstellen können. Bei der Entscheidung für eine Veröffentlichung von sechs Monaten vor Ablauf eines Vorschauzeitraums hat die Beschlusskammer berücksichtigt, dass eine frühere Veröffentlichung zwar die Planungssicherheit für potentielle Anbieter erhöhen kann, da sie so früher Einblick in die Preisentwicklung der kommenden Jahre erhalten. Gleichwohl durfte nicht außer Acht gelassen werden, dass die zu veröffentlichenden Informationen möglichst aktuell sein und zeitlich nah am betrachteten Vorschauzeitraum liegen sollten. Nur so können die Technologie- und Marktentwicklungen realistisch abgeschätzt und entsprechende Marktanreize gesetzt werden, siehe sogleich. Ein Vorlauf von mehr als sechs Monaten konnte nicht gewährt werden, da dies die Gefahr vergrößert, dass die Festpreise nicht mehr die Marktentwicklungen für den Zeitraum abbilden können, für den sie gelten. Aus demselben Grund kann auch ein Preiskorridor über einen Zeitraum von mehr als zwei Jahren nicht verlässlich kommuniziert werden.

Fluence Energy und BVES wünschen, dass alle relevanten Informationen (wie z. B. die weitere Entwicklung der technischen Produktdefinitionen und der Rahmenbedingungen der marktlichen Beschaffung) vom ÜNB zeitnah kommuniziert werden. Dies sei für Investitionsentscheidungen in die Momentanreservefähigkeit aktuell projektierter Anlagen notwendig, um die Befähigung zur Bereitstellung von Momentanreserve in der Phase der ökonomischen Planung und technischen Auslegung berücksichtigen zu können. Diese Forderung ist zwar nachvollziehbar. In der Konsequenz allerdings würden sich der Zeitpunkt, zu dem eine Information von den ÜNB an den Markt gegeben würde, und der Zeitpunkt bzw. Zeitraum, für den sie gilt, weiter auseinanderziehen. Dies nimmt den ÜNB Reaktionsmöglichkeiten auf Marktentwicklungen und kann schlimmstenfalls die Netzsicherheit beeinträchtigen. Die soeben beschriebenen Veröffentlichungspflichten gewährleisten, dass die marktlichen Rahmenbedingungen jederzeit transparent sind. Die von den Konsultationsteilnehmern erwähnten „technischen Produktdefinitionen“ werden allerdings ohnehin mehrheitlich vom VDE FNN entwickelt, während das Marktdesign von der Bundesnetzagentur im Rahmen einer Festlegung zu beschließen ist – mit den dann geltenden Verfahrens- und Konsultationsvorgaben.

Gemäß **Abschnitt A.XI. S. 1** kann sich nach der Kontrahierung eines Angebots durch den ÜNB eine Vorlaufzeit bis zum Erbringungszeitraum anschließen. So wird es dem beschaffendem ÜNB und insbesondere auch dem kontrahierten Anbieter ermöglicht, die in ihrem Verantwortungsbereich liegenden Vorbereitungsmaßnahmen (etwa Planung und Bau der Einheit oder Ertüchtigung um netzbildende Komponenten) vorzunehmen. Die Vorlaufzeit darf gemäß **Satz 2** höchstens drei Jahre betragen und wird durch den Anbieter im Angebot bestimmt. Um den Anbietern eine zeitliche Flexibilität

einzuräumen, kann eine Vorlaufzeit bis zu drei Jahren gewählt werden. Dies räumt dem jeweiligen Anbieter eine Einschätzungsprärogative ein, bis wann er mit der tatsächlichen Möglichkeit zur Momentanreserveerbringung rechnet. Die Dauer der Vorlaufzeit wurde so gewählt, dass währenddessen eine Ertüchtigung bestehender Einheiten in der Regel zeitlich möglich ist. Handelt es sich um einen vollständigen Neubau, welcher zusätzlich zur regulären Stromeinspeisung Momentanreserve bereitstellen können soll, dürfte durch die Begrenzung der Vorlaufzeit auf drei Jahre die Projektierung zum Zeitpunkt der Angebotseinreichung zumindest so weit fortgeschritten sein, dass die Fertigstellung und damit die Fähigkeit zur Momentanreservebereitstellung innerhalb der Vorlaufzeit realistisch erscheinen. Auf diese Weise soll einerseits sichergestellt werden, dass die Einheit zu Beginn des Erbringungszeitraums die zuvor vom Anbieter zugesicherten Vergütungsvoraussetzungen erfüllt und zur Momentanreserveerbringung bereitsteht. Andererseits soll die Begrenzung auf drei Jahre verhindern, dass sich Anbieter Festpreise sichern und die entsprechenden Einheiten erst in ferner Zukunft bauen. Dies würde nur ungewiss und auch nicht zeitnah zur Problemlösung beitragen. Auch vor dem Hintergrund des beträchtlichen Momentanreservebedarfs erscheint eine dreijährige Vorlaufzeit nach Ansicht der Beschlusskammer geeignet, um den Anbietern einerseits den Bau oder die Ertüchtigung physischer Komponenten zu ermöglichen und andererseits die Bedarfsdeckung zeitnah voranzutreiben. Die Begrenzung auf drei Jahre dient auch dazu, eine gewisse Planungssicherheit für den beschaffenden ÜNB herzustellen. Auf diese Weise wird er in die Lage versetzt, anhand der eingereichten Angebote abzuschätzen, ab wann welche Mengen an Momentanreserve in seiner Beschaffungsregion voraussichtlich zur Verfügung stehen und ob die bekanntgemachten Festpreise den Markthochlauf in ausreichender Weise anreizen.

Nach **Abschnitt A.XII. S. 1** ist die Länge des Erbringungszeitraums vom Anbieter im Angebot zu bestimmen. Diese Vorgabe erlaubt es dem Anbieter, im Rahmen der Vorgaben selbst zu entscheiden, für welche Dauer er dem ÜNB seine Einheit zur Verfügung stellen möchte. Klarzustellen ist, dass bei der Wahl eines kürzeren Erbringungszeitraums keine anteilig höhere Vergütung pro Abrechnungszeitraum ausgezahlt wird. Die Vergütungshöhe pro Abrechnungszeitraum bleibt gleich, egal, für welchen Erbringungszeitraum sich der Anbieter bindet. Sie ist ausschließlich von der Verfügbarkeit der Einheit abhängig.

Gemäß **Abschnitt A.XII. S. 2** muss der Erbringungszeitraum mindestens zwei und darf maximal zehn Jahre betragen. Da die ÜNB eine gewisse Planungssicherheit benötigen, ist eine zweijährige vertragliche Bindung das unterste Minimum. Die untere Grenze von zwei Jahren dient dazu, Momentanreservepotentiale zu heben, die zwar nicht langfristig kontrahierbar sind, jedoch kumuliert in ihrer Menge – gerade für die Zeit des Markthochlaufs von netzbildenden Umrichtern – systemstabilisierend wirken. Auf diese Weise kann Einheiten mit kürzeren (Rest-)Laufzeiten die Teilnahme an der Momentanre-

serveerbringung ermöglicht werden. Dies erfasst etwa Bestandseinheiten, wenn sie mit vergleichsweise geringen Umrüstkosten in der Lage sind, Momentanreserve zu erbringen. Andererseits ist ein langer Erbringungszeitraum sinnvoll, um den langfristigen und steigenden Bedarf an Momentanreserve zu decken. Lange Erbringungszeiträume bieten ÜNB und Anbietern Planungssicherheit und ermöglichen durch die lange Bindungsfrist eine höhere Netzsicherheit.

Von BDEW, BVES, RWE Generation, Uniper und vgb wird vorgebracht, es erschließe sich nicht, warum der Erbringungszeitraum auf zehn Jahre beschränkt sei. Bei Batteriespeichern betrage die Lebensdauer der für das Angebot von Momentanreserve benötigten Komponenten bis zu 15 Jahre. Es solle möglich sein, Verträge zu schließen, welche den gesamten Lebenszyklus bzw. die zusätzlichen Betriebskosten, sowie Wartungs-, Instandhaltungs- und Personalkosten abdeckten. Für die Begrenzung des Erbringungszeitraums auf maximal zehn Jahre sprechen allerdings folgende Gründe: Investitionskosten müssen mit Hilfe des Festpreises über den Erbringungszeitraum refinanziert werden können. Ob dies über einen „kürzeren“ Erbringungszeitraum mit entsprechend „höheren“ Festpreisen oder über einen „längeren“ Erbringungszeitraum mit „niedrigeren“ Festpreisen geschieht, macht rechnerisch keinen Unterschied. Zudem entstehen die von den Konsultationsteilnehmern aufgeführten Kosten nur, solange die Einheit verpflichtet ist, Momentanreserve zu erbringen. Soweit für die Momentanreservebereitstellung zusätzliche Betriebs-, Wartungs-, Instandhaltungs- und Personalkosten entstehen, ist die Einheit nach Ablauf des Erbringungszeitraums nicht mehr für die Momentanreserveerbringung kontrahiert. Insofern fallen die genannten Kosten nicht mehr an. Bei der Vorgabe zur maximalen Länge des Erbringungszeitraums war zudem zu berücksichtigen, dass für einige Technologien nicht nur die Investitionskosten, sondern ggf. auch die Betriebs- und insbesondere die Opportunitätskosten relevant werden könnten. Je länger der Erbringungszeitraum sein kann, desto schwieriger sind jedoch etwaig anfallende Opportunitätskosten aufgrund des ungewissen Marktumfeldes in der Zukunft prognostizierbar. Daher überwiegen aus Sicht der Beschlusskammer die Nachteile eines Erbringungszeitraums von mehr als zehn Jahren die möglichen Vorteile.

Mehrere Konsultationsteilnehmer fragen, ob die Einheit nach Ablauf des Erbringungszeitraums keine Erlöse für Momentanreserve mehr erhalten könne, ob sie demontiert werden dürfe und wie sie betrieben werden solle. Das Beschaffungskonzept enthält hierzu bewusst keine Regelungen. Daher darf der Anbieter mit seiner Einheit nach Ende des Erbringungszeitraums grundsätzlich – im Rahmen der dann geltenden rechtlichen Regelungen – verfahren, wie er möchte. Ob die Einheit nach Ablauf des Erbringungszeitraums weiterhin Erlöse für die Momentanreserveerbringung erhalten kann, wird in erster Linie vom künftigen Beschaffungssystem für Momentanreserve abhängen, über welches derzeit noch keine detaillierten Aussagen getroffen werden können. Der Forderung von Fluence, zu definieren, unter welchen Bedingungen Einheiten mit einem langfristigen Vertrag in eine zukünftige Be-

schaffung übertreten dürfen, kann daher nicht nachgekommen werden. Aus heutiger Sicht sind jedoch keine Gründe ersichtlich, die gegen eine Kontrahierung in einem künftigen markt- bzw. ausschreibungsbasierten Beschaffungssystem sprechen.

Nach **Abschnitt A.XII. S. 3** schließt sich der Erbringungszeitraum unmittelbar an die Vorlaufzeit an. Auch diese Vorgabe dient der Planungssicherheit des beschaffenden ÜNB.

b) **Abschnitt B – Definitionen**

Abschnitt B definiert die im Beschaffungskonzept verwendeten Begrifflichkeiten.

Abschnitt B.I. S. 1 definiert den Abrechnungszeitraum als das Intervall, für das die Vergütung der Momentanreserveerbringung erfolgt. Da der Erbringungszeitraum sich über bis zu zehn Jahre erstrecken kann, ist es notwendig, Zeitperioden vorzusehen, für welche die Bereitstellung von Momentanreserve jeweils anteilig abgerechnet wird. Anderenfalls würde der ÜNB entweder die gesamte Vergütung vorfinanzieren oder der Anbieter würde bis zum Ende auf seine gesamte Vergütung warten müssen.

Der Abrechnungszeitraum beträgt nach **Satz 2** ein Kalenderjahr. Dieses Auszahlungsintervall ist aus Sicht der Beschlusskammer ein vertretbarer Kompromiss zwischen dem Interesse der Anbieter an einer zeitnahen Vergütung und dem Interesse der ÜNB, den administrativen Abrechnungsaufwand in Grenzen zu halten. Der Abrechnungszeitraum deckt sich mit dem Zeitraum, über den die Einhaltung der Mindestverfügbarkeit betrachtet wird, vgl. Abschnitt D.II. Um eine klare Abgrenzung der einzelnen Abrechnungszeiträume des Vertrages zu ermöglichen, definieren **die Sätze 3 und 4** den Beginn und das Ende des Abrechnungszeitraums. Dabei ist sowohl ein unterjähriger Anfang als auch ein unterjähriges Ende möglich. Die zeitanteilige Betrachtung des Kalenderjahres geschieht allerdings nur im Anfangs- und/oder Endjahr. In allen übrigen Jahren des Erbringungszeitraums decken sich Abrechnungszeitraum und Kalenderjahr.

Abschnitt B.II. definiert den Begriff des „Anbieters“, der gemäß **Satz 1** immer – unabhängig vom Eigentum an den die Momentanreserve bereitstellenden Einheiten – der Vertragspartner des ÜNB und des Betreibers der Einheit ist, sofern er für diesen die Momentanreserve vermarktet. Dies ist sachgerecht, da die Rechte und Pflichten aus dem Momentanreservevertrag nur die Vertragspartner rechtlich unmittelbar treffen. Dies stellt **Satz 2** sodann nochmals klar: Danach ist der Anbieter gegenüber dem ÜNB verantwortlich für die Einhaltung sämtlicher, sich aus diesem Beschaffungskonzept ergebenden Rechte und Pflichten.

Abschnitt B.III. definiert die Anlaufzeitkonstante T_{AN} . Nach **Satz 1** ist sie ein Maß für die Momentanreserve einer Einheit. Sie ist damit eine der wesentlichen Größen, um die Vergütung für die Momentanreservebereitstellung zu ermitteln.

Mit der Anlaufzeitkonstante wird gemäß **Satz 2** festgelegt, wie viel Momentanreserve eine Einheit bei einem auftretenden Frequenzgradienten erbringen kann. Die Anlaufzeitkonstante ist diejenige Zeit, die benötigt wird, um die rotierenden Teile einer mit dem Stromnetz synchronisierten Einheit bei Nenndrehmoment vom Stillstand auf Nenndrehzahl zu beschleunigen. Für umrichterbasierte Einheiten wird eine synthetische Schwungmasse parametrisiert, die identische Eigenschaften mit der Schwungmasse von Synchronmaschinen hat. Die Schwungmasse – unabhängig, ob synthetisch oder mechanisch – bewirkt eine Trägheit des Netzes, mit der zu schnelle Änderungen der Netzfrequenz verhindert werden sollen. Eine hohe Anlaufzeitkonstante steht für eine große (synthetische oder mechanische) Schwungmasse und damit für einen hohen Momentanreservebeitrag; eine geringe Anlaufzeitkonstante entsprechend für eine geringe Schwungmasse und einen kleinen Momentanreservebeitrag.

BDEW, Ørsted und VDE FNN meinten in der ersten Marktkonsultation, die Anlaufzeitkonstante solle definiert werden als „ein Maß für die Momentanreserveleistung einer Erzeugungseinheit oder Bezugseinheit“. Zutreffend ist, dass ein proportionaler Zusammenhang zwischen Anlaufzeitkonstante und Momentanreserveleistung besteht. Je größer die Anlaufzeitkonstante, desto größer (auch) die Momentanreserveleistung. Die gewählte Definition als Maß der Momentanreserve(menge) liegt hier jedoch insoweit näher, als dass aus der Anlaufzeitkonstante unmittelbar die zu vergütende Momentanreservemenge berechnet werden kann (Abschnitt H.VI.). Für die Berechnung der Momentanreserveleistung ist zusätzlich die Frequenzänderungsrate RoCoF relevant, zu der die Momentanreservemenge ebenfalls proportional ist.

VDMA möchte, dass die Gleichung für die „Anlaufzeitkonstante“ von Synchronmaschinen dargestellt wird, denn die Berechnung solle jedem Leser klar sein und sich von der Berechnung bei konverterbasierten Technologien (wählbare Parameter) unterscheiden. Unter Abschnitt H.VI. ist der formelmäßige Zusammenhang zwischen der Anlaufzeitkonstante und der Momentanreservemenge wiedergegeben.

Sofern Siemens Energy meint, es solle bei der Anlaufzeitkonstante auf die Scheinleistung statt auf die Wirkleistung abgestellt werden, ist auf die Ausführungen zu Abschnitt B.XI zu verweisen.

Bei netzbildenden Umrichtern ist die Anlaufzeitkonstante ein für die Auslegung, Konfiguration und Regelung des Umrichters wählbarer Parameter. Zunächst war konsultiert worden, dass die Anlaufzeitkonstante bei netzbildenden Umrichtern ein bei der Auslegung *frei* wählbarer Parameter der Regelung sei. BDEW, Ørsted und VDE FNN hatten in der ersten Marktkonsultation insoweit eine Ergänzung gefordert, wonach die verfügbare Momentanreserve einer auf netzbildenden Umrichtern basierenden Erzeugungsanlage durch andere Auslegungsparameter definiert werde. Prof. Dr.-Ing. Oliver

Brückl hatte eine Umformulierung gefordert, wonach die Anlaufzeitkonstante bei netzbildenden Umrichtern ein für *die Auslegung, Konfiguration und* Regelung des Umrichters frei wählbarer Parameter sei. Enercon hatte angemerkt, dass bei netzbildenden Umrichtern die Anlaufzeitkonstante ein bei der Auslegung, u.a. in Abhängigkeit vom in der Erzeugungsanlage vorhandenen Energiespeicher und dessen Energiegehalt, wählbarer Parameter der Regelung sei. Die wirksame Anlaufzeitkonstante bei netzbildenden Umrichtern sei in der Praxis nicht frei wählbar, sondern hänge von der Größe und dem Füllstand eines - zwingend - vorhandenen Energiespeichers ab. Je größer die gewählte Anlaufzeitkonstante, desto größer müsse der Energiespeicher sein, um diese synthetische Schwungmasse bereitstellen zu können.

Zwar ist die Anlaufzeitkonstante als technischer Parameter unabhängig von dem Füllstand des Energiespeichers. Die Beschlusskammer kann die Einwände im Übrigen jedoch nachvollziehen. Für die Vergütungsfähigkeit ist allein entscheidend, dass die Einheit die im Beschaffungskonzept genannten Voraussetzungen einhält. Wie die Ausgestaltung und Parametrierung von Schwungmassen bzw. Umrichtern erfolgen, bleibt dem Hersteller bzw. Anlagenbetreiber überlassen und ist nicht Gegenstand des Beschaffungskonzepts. Die Beschlusskammer verzichtet daher auf diese im ersten Konsultationsentwurf noch enthaltenen Teile der Definition der Anlaufzeitkonstanten.

Soweit BDEW, RWE Generation, Uniper, VDE FNN, BVES und vgabe energy e.V. in der ersten Marktkonsultation gefordert haben, den Fall zusätzlicher Schwungmassen bei Synchronmaschinen zu berücksichtigen, wurde dieser Eingabe mit Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 1 S. 4 gefolgt. Die Anlaufzeitkonstante ist bei der Schwungmasse insoweit wählbar, dass die Größe der Schwungmasse innerhalb der betrieblichen Grenzen der Einheit gewählt werden kann.

Mehrere Konsultationsteilnehmer haben in der ersten Marktkonsultation zudem eine Ergänzung um die Betriebsweise „nicht gekuppelte Turbine“ gefordert. Diese Betriebsweise entspricht dem rotierenden Phasenschieber, welcher in Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 1 S. 5 ausdrücklich aufgenommen wurde.

Nach **Satz 3** wird die Anlaufzeitkonstante in der Maßeinheit Sekunde (s) angegeben. Die Maßeinheit Sekunde ist aufgrund der geringen von einer Einheit zu abzugebenden oder aufzunehmenden Momentanreservemenge sachgerecht.

Abschnitt B.IV. definiert den Anschlussnetzbetreiber als den Betreiber des Elektrizitätsversorgungsnetzes der allgemeinen Versorgung, an dessen Netz eine Einheit zur Erbringung der Momentanreserve über einen Netzanschlusspunkt angeschlossen ist. Je nach Spannungsebene kann dies der ÜNB oder der VNB sein.

Gemäß **Abschnitt B.V.** ist mit Beschaffung i.S.d. Beschaffungskonzepts die marktgestützte Beschaffung der inhärent und unverzögert wirkenden Reaktion auf ein Wirkleistungsungleichgewicht als Teil

der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ gemäß § 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 2, Abs. 5 EnWG gemeint. Dies verdeutlicht, dass sich das Beschaffungskonzept nicht auf die regelungstechnisch umgesetzte Komponente der nfSDL „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ bezieht, s.o.

Nach **Abschnitt B.VI.** ist die Beschaffungsregion die vom beschaffenden ÜNB in seiner Regelzone definierte geographische Region, auf die sich die jeweilige Beschaffung bezieht. Gemeinsam mit den Bekanntmachungsregelungen in Abschnitt A.X. sorgt diese Vorgabe für Transparenz, wo welches Produkt zu welchem Festpreis nachgefragt wird. Der Zuschnitt der Beschaffungsregionen orientiert sich am Systemstabilitätsbericht der ÜNB; die Wahl der Produkte an den Bedarfen von Momentanreserve. Dabei wird die Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur und deren Entwicklung in den Beschaffungsregionen berücksichtigt. In Regionen mit einem Überschuss an Erzeugung besteht ein Bedarf vor allem an negativer Momentanreserve. In Regionen mit einem Überschuss an Verbraucherleistung besteht ein Bedarf vor allem an positiver Momentanreserve.

Abschnitt B.VII. definiert die Einheit als technische Einrichtung zur Erzeugung oder zum Bezug elektrischer Energie mit allen zum Betrieb und zur Erbringung von Momentanreserve erforderlichen technischen Voraussetzungen. Das bedeutet, dass zu einer Einheit auch ein Umrichter oder ein Speicher gehören kann, sofern diese Einrichtungen für die Erbringung von Momentanreserve für diese Einheit notwendig sind.

Von der „Einheit“ abzugrenzen ist die „Anlage“, die häufig im allgemeinen energiewirtschaftlichen Sprachgebrauch verwendet wird und eine oder mehrere technische Einheiten hinter demselben Netzanschlusspunkt beinhaltet. Für die Kontrahierung von Momentanreserve sind allerdings die einzelnen Einheiten und deren Fähigkeit zur Erbringung von Momentanreserve ausschlaggebend, da sich in einer Anlage auch Einheiten befinden können, die keine Momentanreserve erbringen können. Überdies wird so eine Aggregation im Einheitenverbund ermöglicht, siehe sogleich.

Soweit Ørsted in der ersten Marktkonsultation gefordert hat, stattdessen den Begriff „Erzeugungseinheit“ zu verwenden und als „technische Einheit zur Erzeugung oder zum Bezug elektrischer Energie“ zu definieren, wird auf die Argumentation zu B.VIII. S. 1 verwiesen. Eine Erzeugungseinheit gleichzeitig als Bezugseinheit zu definieren, erscheint darüber hinaus sehr verwirrend und sprachlich unpassend.

Uniper hat in der zweiten Marktkonsultation eine Begriffsharmonisierung der Definition "Einheit" mit dem Entwurf der VDE-AR-N 4130 Ausgabe 2025 gewünscht. Dieser Entwurf definiert eine Einheit als „Speicher-, Erzeugungs- oder Bezugseinheit innerhalb eines Speichers, einer Erzeugungsanlage, einer Bezugsanlage oder einer Mischanlage“. Allerdings können die unterschiedlichen TAR einen eigenen Einheitenbegriff je Spannungsebene enthalten oder den Einheitenbegriff im Laufe der Zeit

verändern. Für das Beschaffungskonzept dagegen ist ein Spannungsebenen unabhängiger, für die gesamte Geltungsdauer einheitlicher Einheitenbegriff notwendig. Dies gilt auch, soweit Siemens Energy und VDMA eine unklare Begriffsdefinition rügen und eine Abstimmung mit den in TAR verwendeten Begriffen (EZE/EZBE) verlangen.

Siemens Energy und VDMA fragen außerdem, ob ein Phasenschieber keine Einheit sei. Da Phasenschieber z.B. Blindleistung zur Spannungshaltung bereitstellen, sind sie im Kontext des Beschaffungskonzepts als technische Einheiten zur Erzeugung elektrischer Energie zu qualifizieren. Daher sind sie von der im Beschaffungskonzept verwendeten Definition der „Einheit“ umfasst. Dies entspricht der Vorgabe des § 12h EnWG zur technologieoffenen Ausgestaltung des Beschaffungskonzepts und ist zudem zur Hebung sämtlicher Momentanreservepotentiale und zur Vermeidung von Diskriminierungen erforderlich.

Abschnitt B.VIII. S. 1 definiert den Einheitenverbund als die Aggregation mehrerer Momentanreserve bereitstellender Einheiten einer Beschaffungsregion in einem Angebot. Hierdurch wird die Vorgabe des § 12h Abs. 5 S. 2, 2. HS. 5. Alt. EnWG erfüllt, wonach Anbieter, die in der Aggregation tätig sind, in die marktgestützte Beschaffung einzubeziehen sind. Zudem wird sichergestellt, dass durch die marktgestützte Beschaffung möglichst viele Momentanreservepotentiale gehoben werden können: Die Aggregation erlaubt, dass Einheiten in einer Beschaffungsregion miteinander kombiniert werden können und so ggf. höhere Verfügbarkeiten erreicht werden können. Auf die Frage der E.ON-VNB, ob aggregierte Einheiten einen gemeinsamen Netzanschlusspunkt haben müssen, da aus Sicht des Anschlussnetzbetreibers für jeden Netzanschlusspunkt eine separate Bewertung/Analyse erforderlich sei, ist daher klarzustellen, dass kein gemeinsamer Netzanschlusspunkt erforderlich ist. Das Beschaffungskonzept ist somit anbieterfreundlicher. Eine Aggregation von Einheiten hinter demselben Netzanschlusspunkt ist zulässig.

Eine Aggregation ist nur innerhalb der Grenzen einer Beschaffungsregion erlaubt, da pro Beschaffungsregion unterschiedliche Beschaffungsanforderungen gelten können (z.B. unterschiedliche Produkte und Festpreise). Auch wird hierdurch sichergestellt, dass die aggregierten Einheiten von demselben ÜNB kontrahiert und (fehleranfällige) Koordinierungsprozesse zwischen verschiedenen ÜNB vermieden werden. Vor allem aber erhöht die Vorgabe die Wahrscheinlichkeit, dass die aggregierten Einheiten im Falle eines System-Splits in derselben Netzinsel liegen und die Momentanreserve im Ernstfall erstens überhaupt und zweitens dort verfügbar ist, wo sie gebraucht wird.

Das Beschaffungskonzept stellt auch deswegen auf die Einheit ab, da bei einer Aggregation mehrerer Einheiten – auch hinter demselben Netzanschlusspunkt – für die Berechnung der Verfügbarkeit gemäß Abschnitt F. nachvollziehbar sein muss, welche Einheit wann und wie lange Momentanreserve bereitstellen konnte.

Regelungen des Beschaffungskonzeptes, die sich auf die „Einheit“ beziehen, gelten nach **Satz 2** sinngemäß auch für den Einheitenverbund, soweit nichts Anderes geregelt ist.

Abschnitt B.IX. S. 1 definiert den Erbringungszeitraum. Während dieses Zeitraums hat der Anbieter die Momentanreserve vertragsgemäß bereitzustellen. Um die Abrechenbarkeit der Vergütung administrativ zu erleichtern, kann der Erbringungszeitraum gemäß **Satz 2** jeweils nur zum 1. eines Monats beginnen.

Gem. **Abschnitt B.X.** ist der Festpreis der vom beschaffenden ÜNB vorab bestimmte und je Produkt und Beschaffungsregion einheitliche Preis. Dieser Preis liegt der Berechnung der Vergütung gem. Abschnitt H zugrunde und gilt während des gesamten Erbringungszeitraums, siehe Abschnitt H.I. S. 4.

Die Beschlusskammer hat sich dagegen entschieden, den Festpreis technologiespezifisch zu bestimmen und sich dazu entschlossen, dass der Festpreis eines Produktes für alle in der jeweiligen Beschaffungsregion angebotenen Technologien gilt. Dies ergibt sich nunmehr auch aus Abschnitt A.V. S. 3. Damit entspricht die Beschlusskammer auch einem Konsultationsbeitrag des BVES, wonach technologiespezifische Preise eine Ungleichbehandlung bedeuten würden und die Gefahr einer ineffizienten Bereitstellung der Momentanreserve beinhalten.

Zwar könnten technologiespezifische Festpreise die Kosten der einzelnen momentanreserveerbringenden Technologien ggf. besser abbilden. Dies könnte auch eine Senkung der Gesamtkosten zur Folge haben, da dann in den Festpreis nur diejenigen Kosten einfließen, die für die jeweilige Technologie tatsächlich anfallen können. Für einen technologieneutralen Festpreis ist aus Sicht der Beschlusskammer aber ausschlaggebend, dass hierdurch ein größeres Momentanreserveangebot erwartet werden kann, wodurch die Netzsicherheit gefördert wird. Denn technologieneutrale Preise verringern die Komplexität des Beschaffungsverfahrens und senken damit die Marktzutrittsbarrieren. Künftige Erlösmöglichkeiten sind für Anbieter transparent und verhältnismäßig einfach berechenbar. Dies erhöht ihre Planungssicherheit und damit das Angebot an Momentanreserve. Gerade bei einem noch „in den Kinderschuhen“ befindlichen Technologieentwicklungsprozess und einem vollständig neuen Markt bei einem gleichzeitig hohen systemischen Bedarf ist es entscheidend, die Komplexität des Marktdesigns möglichst gering zu halten und potentielle Unsicherheiten zu vermeiden. Gäbe es unterschiedliche Festpreise für jede angebotene Technologie, könnte dies zudem Streitfälle provozieren, welcher konkreten Technologie eine Einheit oder insbesondere ein Einheitenverbund zuzuordnen ist. Zumindest könnte bei einem Einheitenverbund, in welchem unterschiedliche Technologien aggregiert würden, nur mit großem Aufwand berechnet werden, wie sich die Vergütung im Ergebnis zusammensetzt. Dazu müssten zusätzlich mindestens die jeweiligen Festpreise der einzelnen Einheiten berücksichtigt werden und es müsste bestimmt werden, welche Einheit wieviel der tatsächlich

kontrahierten Momentanreserve prozentual bereitgestellt hat. Dies würde den Transaktionsaufwand für die marktgestützte Beschaffung ebenso erhöhen wie die unterschiedliche Festpreisbestimmung je Technologie – zumal in einigen Beschaffungsregionen vermutlich insbesondere am Anfang der marktgestützten Beschaffung nach § 12h EnWG für einige Technologien nur wenige Angebote eingereicht werden dürften und dennoch eine gesonderte und in der Regel aufwändige Festpreisbestimmung stattzufinden hätte. Zudem gibt es auch am Strommarkt und im Regelreservemarkt keine technologiespezifischen Preise.

Die Vorgabe der Technologieneutralität bedeutet allerdings nicht, dass der Festpreis pro Beschaffungsregion zwingend technologieunabhängig bestimmt werden muss. Der Festpreis kann sich vielmehr an der- bzw. denjenigen Technologie/n ausrichten, die in der jeweiligen Beschaffungsregion nach Analyse der ÜNB und ggf. des Sachverständigen voraussichtlich den Hauptbeitrag zur Momentanreservebereitstellung wird/werden liefern müssen. Insbesondere muss sich der in einer Beschaffungsregion geltende Festpreis nicht zwingend an der teuersten dort verfügbaren Technologie orientieren.

BDEW und RWE Generation haben eine Ergänzung dahingehend gefordert, dass sich die Obergrenze des Festpreises an den anlegbaren Kosten einer eigenen Investition in Assets durch den Netzbetreiber orientieren sollte. Hierzu wird auf die Beschlussbegründung zu Abschnitt G. verwiesen.

Abschnitt B.XI. besagt, dass die physikalische Maßeinheit für die Momentanreserve MWs ist, mithin Megawatt als Maßeinheit der Wirkleistung mal Sekunde. Dies gilt unabhängig davon, ob die Momentanreserve aus Synchronmaschinen oder aus Umrichtern bereitgestellt wird. Um auch die von rotierenden Phasenschiebern erbrachte Scheinleistung einbeziehen zu können, ist eine entsprechende Regelung in Abschnitt H.VI. S. 7 erfolgt. Das Abstellen auf das Produkt von Wirkleistung und Zeit als Maß für die Momentanreservebereitstellung ist sachgerecht, da die Momentanreserve dem (unverzögerten) Ausgleich überschießender oder fehlender physischer Energiemengen im Stromnetz dient (siehe Begründung zu Abschnitt A. II. S. 2).

Abschnitt B.XII. definiert die negative Momentanreserve als diejenige Momentanreserve, die einem Frequenzanstieg durch Energieentnahme aus dem Stromnetz entgegenwirkt. Die Definition dient der Klarstellung hinsichtlich der vom ÜNB beschaffbaren bzw. vom Anbieter anbietbaren Produkte gemäß Abschnitt D.I. Soweit VDMA erwähnt wissen möchte, dass Abschnitt B.XII. und B.XV. nur für umrichterbasierte Technologien gelten, ist zu entgegnen, dass auch Synchronmaschinen Energie aus dem Netz aufnehmen bzw. an das Netz abgeben, wenn sie ihre Momentanreserve instantan zur Verfügung stellen. Bei Synchronmaschinen findet im Gegensatz zu durch Umrichter gespeisten Einheiten jedoch eine Umwandlung von elektrischer in kinetische Energie bzw. von kinetischer Energie in elektrische Energie statt.

Nach **Abschnitt B.XIII.** wird unter der Nennfrequenz die Sollfrequenz des europäischen Verbundnetzes von 50 Hertz (**Hz**) verstanden. Die Nennfrequenz wird für die Herleitung der Berechnungsvorschrift für die Grenzwerte nach Abschnitt F.II. benötigt.

Abschnitt B.XIV. S. 1 definiert die Nennwirkleistung P_N als Bemessungswirkleistung für Erzeugungseinheiten gemäß VDE-FNN-Hinweis „Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve“²². Klarzustellen ist, dass die vorzuhaltende Wirkleistung für Momentanreserve nicht mit der Nennwirkleistung gleichzusetzen ist.

E.ON-VNB wünschten, den Begriff „Bemessungsleistung“ zu verwenden, wenn nach den Anwendungsregeln dies gemeint sei und P_{IE} statt P_N zu nutzen. Da es sich bei der Formulierung um eine die Lesbarkeit des Beschaffungskonzepts erhöhende sprachliche Vereinfachung handelt und durch die Definition klargestellt wird, was gemeint ist, wurde dieser Eingabe nicht gefolgt.

Nach **Satz 2** gilt Satz 1 analog für Bezugseinheiten, da der FNN-Hinweis hier explizit nur auf Erzeugungseinheiten abstellt. Die Nennwirkleistung wird nach **Satz 3** in der Maßeinheit Megawatt [MW] angegeben.

Abschnitt B.XV. definiert spiegelbildlich zur negativen die positive Momentanreserve als diejenige Momentanreserve, die einem Frequenzrückgang durch Energiezufuhr in das Stromnetz entgegenwirkt. Auch diese Definition dient der Klarstellung hinsichtlich der vom ÜNB beschaffbaren Produkte bzw. der vom Anbieter anbietbaren Leistung gem. Abschnitt D.I.

Nach **Abschnitt B.XVI.** ist ein qualifiziertes Gutachten ein Nachweis gemäß dem VDE-FNN-Hinweis²³, dass und in welcher Höhe die Einheit Momentanreserve – anzugeben in dem Produkt aus der Nennwirkleistung der Einheit sowie der darauf bezogenen Anlaufzeitkonstante – erbringen kann, welcher ohne abgeschlossene Akkreditierung erstellt wird. Das qualifizierte Gutachten kann von derjenigen Stelle erstellt werden, welche später auch das Zertifikat als akkreditierte Zertifizierungsstelle ausstellt. Da die Akkreditierungsverfahren eine gewisse Zeit in Anspruch nehmen können, eine Momentanreserveerbringung aber schon vorher möglich sein soll, ist vor Abschluss des Akkreditierungsverfahrens ein Nachweis mittels qualifizierten Gutachtens möglich, welches in der Regel mit demselben Inhalt und durch dieselbe Stelle ausgestellt wird wie das spätere Zertifikat.

²² Siehe VDE-FNN-Hinweis „Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve“, Version 1.0, Juli 2024, Kapitel 3.1.13, online abrufbar unter <https://www.vde.com/de/fnn/aktuelles/netzbildende-eigenschaften-entscheidend-fuer-systemstabilitaet>.

²³ Hiermit ist die final vom VDE FNN veröffentlichte Fassung gemeint. Diese liegt zum Zeitpunkt der Beschlussfassung noch nicht vor. Der Nachweisteil wird derzeit vom VDE FNN erarbeitet und läuft zum Festlegungsdatum unter dem Titel „Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve – Nachweise für Netzbildende Einheiten“, Version 0.1, Stand Juli 2024, online abrufbar unter <https://www.vde.com/de/fnn/aktuelles/netzbildende-eigenschaften-entscheidend-fuer-systemstabilitaet>.

Abschnitt B.XVII. definiert den Synchronisationsstatus. Nach **Satz 1** ist eine Synchronmaschine mit dem Netz synchronisiert, wenn diese galvanisch mit dem Netz verbunden ist. Nach **Satz 2** ist eine umrichterbasierte Einheit mit dem Netz synchronisiert, wenn diese galvanisch mit dem Netz verbunden ist und sich die leistungselektronischen Komponenten in Betrieb befinden (kein Standby-Betrieb). Diese Definition dient der Klarstellung und dem Verständnis des Beschaffungskonzepts und wurde aufgrund einer Forderung von SMA in der zweiten Marktkonsultation eingefügt.

Nach **Abschnitt B.XVIII. S. 1** sind mit den TAR im Sinne des Beschaffungskonzepts die Technischen Regelungen für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (VDE-AR-N 4105), die Technischen Regelungen für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (VDE-AR-N 4110), die Technischen Regelungen für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (VDE-AR-N 4120) und die Technischen Regelungen für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb (VDE-AR-N 4130) gemeint. Die Technischen Anschlussregeln (TAR) werden vom VDE Forum Netztechnik/Netzbetrieb (VDE FNN) als dem innerhalb des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE) agierenden Ausschuss für die technische Regelsetzung für die Stromnetze erstellt. Die TAR sind durch die Technischen Anschlussbedingungen (TAB) der Netzbetreiber Bestandteil des individuellen Netzanschlussvertrages bzw. Anschlussnutzungsverhältnisses zwischen Anschlussnetzbetreiber und Anlagenbetreiber. Damit regeln sie in diesem Verhältnis rechtsverbindlich, welche Anforderungen auch in Bezug auf die Momentanreserve verpflichtend einzuhalten sind. Zwar enthalten die aktuellen TAR noch keine dahingehenden Anforderungen. Während der Laufzeit des gegenständlichen Beschaffungskonzepts werden jedoch Änderungen an den TAR erwartet, die Anforderungen für die Erbringung von Momentanreserve einführen. Sie nennen künftig die wesentlichen technischen Voraussetzungen für den Anschluss an die unterschiedlichen Netzebenen und sind dann auch der Vergütung momentanreserveerbringender Einheiten zugrunde zu legen (s.u.).

Nach **Satz 2** sind auch die VDE-AR-N 4131 (TAR HGÜ) erfasst, soweit sie Regelungen zur Momentanreserve enthalten. Damit wurde der Forderung der Ørsted, auch die Technischen Regeln für den Anschluss von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung-(HGÜ-)Systemen und über HGÜ-Systeme angeschlossene Erzeugungsanlagen aufzunehmen, nachgekommen. Sobald hierin Regelungen zur Momentanreserve enthalten sind, ist die Bezugnahme im Beschaffungskonzept konsequent. Sollte eine Momentanreserveerbringung über HGÜ bereits im Anschluss an eine Überarbeitung des FNN-Hinweises möglich sein, ist eine Teilnahme an der marktgestützten Beschaffung aus Sicht der Beschlusskammer auch schon vor einer entsprechenden TAR möglich.

Abschnitt B.XIX. definiert die Verfügbarkeit als Anteil der Viertelstunden eines Abrechnungszeitraums in Prozent, in denen Momentanreserve in Höhe der kontrahierten Menge bereitgestellt werden

kann. Die Formulierung „erbracht werden kann“ greift Stellungnahmen aus der ersten Marktkonsultation auf, wo es im Beschaffungskonzept noch hieß „erbracht wurde“. Durch die Änderung ist nunmehr klargestellt, dass es auf die Möglichkeit zur Momentanreserveerbringung ankommt, nicht auf die tatsächliche Erbringung. Momentanreserve ist ein Vorhalteprodukt. Entscheidend für die Verfügbarkeit ist daher, dass die Einheit zur Verfügung steht.

Nach **Abschnitt B.XX.** ist die Vorlaufzeit der Zeitraum ab dem Vertragsschluss zwischen Anbieter und ÜNB bis zum Beginn des Erbringungszeitraums. Die Vorlaufzeit dient – insbesondere in der Anfangszeit des Momentanreservermarktes – dazu, den Anbietern ausreichend Zeit für die Entwicklung netzbildender Technologien und deren Errichtung einzuräumen.

Abschnitt B.XXI. besagt, dass der Vorschauzeitraum ein Zeitraum über zwei Jahre ist, für den der beschaffende ÜNB den Festpreis und dessen Entwicklung bestimmt. Auf die Beschlussbegründung zu Abschnitt A.X. S. 3 wird verwiesen. Innerhalb eines Vorschauzeitraums können mehrere nacheinander geltende Festpreise pro Produkt ausgewiesen werden, wobei die jeweiligen Gültigkeitsdauern der Festpreise nicht gleichlang sein müssen.

c) **Abschnitt C – Vergütungsvoraussetzungen**

Abschnitt C.I. nennt die Voraussetzungen, die erfüllt sein müssen, um eine Vergütung für die Momentanreservebereitstellung erhalten zu können. Diese Voraussetzungen sind zwingend einzuhalten, denn nur so haben die kontrahierten Einheiten eine positive Wirkung auf das Netz der allgemeinen Versorgung. Eine Angebotseinreichung im Planungsstadium einer Einheit ist ausdrücklich erlaubt, um die Momentanreserveerbringung möglichst attraktiv zu machen und netzbildende Technologien zur Marktreife zu führen.

Nach **Abschnitt C.I. S. 2** müssen die in Abschnitt C genannten Voraussetzungen im Falle eines Einheitenverbundes von jeder einzelnen Einheit erfüllt werden. Dies ist erforderlich, da bei einem Einheitenverbund die Vergütung von der Erfüllung der Voraussetzungen durch jede einzelne Einheit abhängt.

Nach **Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 1 S. 1** ist die gesamte leistbare Momentanreserve einer Einheit vergütungsfähig, solange über die zum Zeitpunkt der Angebotseinreichung geltenden TAR kein zwingender Momentanreservebeitrag vorgegeben wird („Sprinterbonus“). Geben die zum Zeitpunkt der Angebots-einreichung gültigen TAR hingegen vor, dass eine Einheit zwingend Momentanreserve erbringen können muss, sind diese zwingend zu erbringenden Mengen nach **Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 1 S. 2** nicht vergütungsfähig.

Energieanlagen sind gemäß § 49 Abs. 1 EnWG so zu errichten und zu betreiben, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist. Hierzu sind insbesondere die allgemeinen anerkannten Regeln der Technik einzuhalten. Dies wird gemäß § 49 Abs. 2 S.1 Nr. 1 EnWG vermutet, wenn eine Anlage die technischen Regeln des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., also dem VDE FNN, beachtet. Einschlägig hier sind insbesondere die TAR für die jeweiligen Spannungsebenen. Die aktuell gültigen TAR enthalten noch keine Vorgaben betreffend die Momentanreserve. Es ist aber davon auszugehen, dass während der Gültigkeit des festgelegten Beschaffungskonzepts die TAR derart geändert werden, dass eine Momentanreservebereitstellung je Einheit in einer (zurzeit noch) unbekanntem Höhe verpflichtend wird. Hiermit musste für das Beschaffungskonzept ein Umgang im Sinne einer Übergangsregelung gefunden werden. Wie im zuerst konsultierten Entwurf des Beschaffungskonzepts wird eine Differenzierung der vergütungsfähigen Momentanreservemenge anhand des nach den künftigen TAR zwingend zu erbringenden Momentanreservebeitrags vorgenommen, siehe hierzu auch die Ausführungen zu Tenorziffer 2. Ziel dieser Vorgabe ist, einerseits sehr zeitnah möglichst hohe Mengen an Momentanreserve über das festgelegte Marktdesign anzureizen und andererseits die Kostenbelastung für den Netznutzer so gering wie möglich zu halten.

Die Beschlusskammer hat sich im Ergebnis dafür entschieden, zunächst alle Momentanreservemengen über das gegenständliche Festpreissystem kontrahieren und vergüten zu können. Sobald künftige TAR einen verpflichtenden Momentanreservebeitrag pro Einheit vorsehen, können dem beschaffenden ÜNB nur noch Mengen angeboten werden, die über diesen verpflichtenden Momentanreservebeitrag hinausgehen. Maßgeblich sind dabei die zum Zeitpunkt der Angebotseinreichung gültigen TAR. Anbieter, die bis zum Inkrafttreten der TAR ein verbindliches Angebot einreichen, bekommen ihre vollständige Momentanreservemenge vergütet – unabhängig von Änderungen der TAR, die nach Vertragsschluss erfolgen. Sobald die TAR einen zwingenden Momentanreservebeitrag vorsehen, können Anbieter, die erst nach dem Inkrafttreten dieser TAR ein Angebot einreichen, nur die Momentanreservemengen vergütet bekommen, die über die zwingend nach TAR bereitzustellenden Mengen hinausgehen.

Indem zunächst alle Momentanreservemengen einer Einheit vergütungsfähig sind, werden Anbieter belohnt, die vor Inkrafttreten entsprechender TAR und damit vergleichsweise zügig nach Beginn der marktgestützten Beschaffung Angebote für Momentanreserve einreichen. Da nach Inkrafttreten der TAR nur noch diejenigen Mengen vergütet werden, die über die nach den TAR zwingend zu erbringenden Mengen hinausgehen, wird – bei Einheiten, die (ggf. ohne größeren Aufwand) zeitnah Momentanreserve erbringen können – eine schnelle Angebotseinreichung angereizt. Gleichzeitig wird ein Anreiz gesetzt, unmittelbar mit der Entwicklung netzbildender Technologien zu beginnen, um dem ÜNB entsprechende Einheiten noch vor Inkrafttreten der TAR anbieten zu können. Dieser zeitliche

Aspekt ist aus Sicht der Beschlusskammer nicht zu unterschätzen, da bereits heutzutage eine Deckungslücke bei der Momentanreserve besteht, die perspektivisch noch weiter anwachsen wird. Es ist daher entscheidend, schnellst möglichst viele momentanreservefähige Erbringer in das Netz zu integrieren.

Nach Abwägung aller Interessen und gesetzlichen Wertungen der einschlägigen Rechtsgrundlagen hat sich die Beschlusskammer entschieden, Momentanreservemengen, die aufgrund zwingender TAR-Vorgaben erbracht werden müssen, grundsätzlich nicht in die marktgestützte Beschaffung einzubeziehen. Damit sind diese Mengen nicht vergütungsfähig. Vorab ist zu sagen, dass die marktgestützte Beschaffung nach § 12h EnWG systematisch betrachtet neben den Vorgaben der TAR und der Beschaffung mittels VINK steht. Das Verständnis, dass die Bedarfsdeckung aus den drei nebeneinanderstehenden Säulen „TAR-Vorgaben“, „marktgestützte Beschaffung“ und „VINK“ erfolgt, wird durch das Gutachten der ef-Ruhr²⁴ beschrieben und vom Gesetzgeber geteilt: § 12h Abs. 1 S. 2 EnWG formuliert, dass nur solche Mengen vom Netzbetreiber marktgestützt zu beschaffen sind, die erforderlich sind. Aus diesem Wortlaut lässt sich nach verständiger Würdigung schließen, dass erforderlich nur diejenigen Mengen sein können, die nicht über die TAR oder gegebenenfalls über eine wirtschaftlich effizientere Beschaffung von VINKs gedeckt werden. Andernfalls bedürfte es keiner Regelung dieser Art im Gesetz.

Es existiert keine gesetzliche Regelung, wonach für Mengen, die aus für den Netzanschluss zwingenden technischen Anforderungen resultieren, eine Vergütungspflicht vorgesehen ist. Auch die Gesetzesbegründung zu § 12h EnWG enthält keine Hinweise darauf, dass verpflichtende Anforderungen allgemein bzw. zur Momentanreserve im Speziellen gesondert vergütet werden sollen. Die TAR dienen dem Ziel, einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der Netze durch die Netzbetreiber zu ermöglichen und machen technische Vorgaben, die für die Gewährung des Netzanschlusses zwingend zu erfüllen sind. Insoweit bestünde schon keine gesetzgeberische Ermächtigung des normsetzenden VDE FNN für eine Vergütungsregelung. Die TAR setzen die Vorgaben der Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodexes für mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (Requirements for grid connection of generators – **RfG-VO**²⁵) in Deutschland als allgemeingültiges und einzuhaltendes technisches Regelwerk um und konkretisieren dessen Mindestanforderungen. Auch die RfG-VO als Primärrecht für die technischen Mindestanforderungen an Erzeugungsanlagen und Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie enthält keine Vorgaben zu

²⁴ Vgl. Dr.-Ing. Christian Wagner (ef.Ruhr), Dr. Ingmar Schlecht (Neon), Dr. Michael Bucksteeg (HEMF), „Marktgestützte Beschaffung von Blindleistung – 3-Säulen-Konzept mit Wahlfreiheit“, Bericht im Vorhaben „SDL-Zukunft“ im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Fassung vom 12.08.2020, online abrufbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/ergebnispapier-beschaffung-von-blindleistung.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

²⁵ Online abrufbar unter <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2016/631/oj>.

einer Vergütung von Systemdienstleistungen im Allgemeinen oder der Momentanreserve im Speziellen. Es werden nur Grundsätze zu einer regulierungsbehördlichen Kostenanerkennung der Netzbetreiber im Zusammenhang mit den Anforderungen der RfG-VO in Erwägungsgrund Nr. 6 beschrieben. Erwägungsgrund Nr. 15 der RfG-VO erläutert, dass „die Anforderungen [an die verschiedenen Arten von Stromerzeugungsanlagen] darauf abzielen [sollten], ein optimales Verhältnis zwischen höchstmöglicher Gesamteffizienz und den geringsten Gesamtkosten zu erreichen.“ Dies ähnelt § 12h EnWG, in welchem ebenfalls der Gedanke der wirtschaftlichen Effizienz zum Ausdruck kommt. Eine Teilnahme der nach TAR zwingend bereitzustellenden Momentanreservemengen an einer marktgestützten Beschaffung würde dem nicht gerecht. Sie würde Ineffizienzen hervorrufen und Widersprüche in der Gesamtsystematik von TAR und marktgestützter Beschaffung provozieren:

Es ist schon im Ansatz zu verwerfen, Momentanreservemengen, die verpflichtend bereitzustellen sind, gleichzeitig marktgestützt zu beschaffen. Mengen, die bereits zwingend über die TAR bereitzustellen sind, decken korrekterweise einen Teil des Gesamtbedarfs an Momentanreserve. Sie müssten aber dennoch marktgestützt beschafft werden, denn nur so käme eine Vergütung dieser Mengen überhaupt in Betracht. Hierdurch würden die Beschaffungskosten massiv ansteigen, ohne dass ein Zusatznutzen für die Versorgungssicherheit erreicht würde. Zwar wird über das gegenständliche Festpreissystem grundsätzlich kein konkreter Bedarf beschafft. Das festgelegte Festpreissystem soll allerdings nur für eine Übergangszeit gelten, bis nach derzeitigem Kenntnisstand davon ausgegangen werden kann, dass ein wettbewerbliches Marktdesign erfolgsversprechend ist. Allerdings müssen die jetzige und die künftige Marktgestaltung zueinander konsistent sein. Künftig ist insbesondere ein Ausschreibungssystem denkbar. Ein solches setzt zwangsläufig eine Bedarfsausweisung voraus. Die Eröffnung einer Vergütungsmöglichkeit für TAR-Mengen führte bei einem Ausschreibungssystem zu dem widersprüchlichen Ergebnis, dass auch Mengen marktgestützt beschafft werden müssten, für die der Momentanreservebedarf aufgrund der TAR-Vorgaben faktisch bereits gedeckt ist. Würde man sodann denjenigen Bedarf ausschreiben, wie er sich nach Abzug der zwingenden TAR-Mengen ergäbe (Residualbedarf), so würde die Einbeziehung der TAR-Mengen in die marktgestützte Beschaffung das Angebot künstlich erhöhen. Der höhere Wettbewerbsdruck in der Ausschreibung hätte verringerte ökonomische Anreize zur Bereitstellung zusätzlicher, über die TAR-Mengen hinausgehender Momentanreservemengen zur Folge. Dadurch könnte es unattraktiv werden, zusätzliche Mengen anzubieten, die über die bereits nach den TAR zu erbringenden Mengen hinausgehen. In der Konsequenz würde der insgesamt bestehende (aber nicht ausgeschriebene) Gesamtbedarf an Momentanreserve nicht gedeckt.

Beispiel 1 – Ausschreibung Residualbedarf:

Gesamtbedarf 1000 MWs

Momentanreservemengen, die über die TAR zwingend bereitgestellt werden: 300 MWs

Ausschreibung Residualbedarf: 700 MWs (1000 MWs – 300 MWs)

Ausgeschrieben würden 700 MWs, wobei die 300 MWs, die über die TAR bereitgestellt werden, an der Ausschreibung teilnehmen könnten. Es blieben also voraussichtlich 400 MWs übrig, die über die Ausschreibung zusätzlich beschafft werden könnten. Selbst wenn dies gelingt, würde der Gesamtbedarf von 1000 MWs nicht gedeckt werden. Denn es würden über die Ausschreibung netto nur 400 MWs an zusätzlicher Menge (nicht-TAR-Mengen) beschafft, statt der eigentlich erforderlichen 700 MWs. Das Marktergebnis wäre ineffizient.

Um eine Unterdeckung des Gesamtbedarfs an Momentanreserve zu vermeiden, könnte alternativ zur Ausschreibung des Residualbedarfs der Gesamtbedarf ausgeschrieben werden und dabei den TAR-Mengen, die bereits einen Teil des Gesamtbedarfs gedeckt haben, eine Teilnahme an der Ausschreibung erlaubt werden. Aus Systemsicht würde dies keinen Nutzen stiften, jedoch die Kosten für den Netznutzer erhöhen, da auch die verpflichtend bereitzustellenden TAR-Mengen zu vergüten wären.

Beispiel 2 – Ausschreibung Gesamtbedarf:

Gesamtbedarf 1000 MWs

Momentanreservemengen, die über die TAR zwingend bereitgestellt werden: 300 MWs

Ausschreibung Gesamtbedarf: 1000 MWs

Ausgeschrieben würden 1000 MWs. Die 300 MWs, die über die TAR bereitgestellt werden, könnten an der Ausschreibung teilnehmen. 700 MWs könnten über zusätzliche (nicht-TAR-Mengen) Mengen beschafft werden. Der Gesamtbedarf von 1000 MWs könnte damit gedeckt und die TAR-Mengen vergütet werden. Da ein Teil des Gesamtbedarfs von vorherein gedeckt wäre, aber dennoch ausgeschrieben würde, wäre die Ausschreibung ineffizient. Die Kosten für die Netznutzer würden steigen.

Unabhängig davon ist der Beschlusskammer auch keine marktliche Beschaffung einer Systemdienstleistung bekannt, für die es einerseits Vorgaben zur verpflichtenden Bereitstellung gibt und bei der diese zwingend zu erbringenden Mengen gleichzeitig einer marktlichen Beschaffung zugänglich sind (vgl. insoweit auch den Beschluss vom 25.06.2024 zur marktgestützten Beschaffung von Blindleistung, Az. BK6-23-072²⁶). Ein solcher Ansatz würde dem Grundgedanken der gesetzlichen Regelungen und Wertungen widersprechen, der ein Nebeneinander von technischen Mindestanforderungen und marktgestützter Beschaffung vorsieht. Konsequenterweise enthält auch die Gesetzesbegründung zu § 12h EnWG keine Hinweise darauf, dass verpflichtende Anforderungen allgemein bzw. zur Momentanreserve gesondert vergütet werden sollen.

Im Übrigen besteht auch keine Notwendigkeit für eine gesonderte Vergütung des Aufwands und der Kosten zur Einhaltung der TAR-Vorgaben, da die Kosten für die Bereitstellung der Momentanreservemengen nach den TAR-Vorgaben in die Vermarktungspreise im allgemeinen Stromhandel und in

²⁶ Der Blindleistungsbeschluss ist online abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2023/BK6-23-072/BK6-23-072_beschluss_vom_25.06.2024.pdf.

weiteren Märkten eingepreist werden können. Die Kosten für eine zukünftig verpflichtende Momentanreservebereitstellung nach den TAR-Anforderungen wären bereits im Rahmen der Planung und Errichtung wirtschaftlich abschätzbar und kalkulierbar und mithin bei der Investitionsentscheidung einpreisbar. Insofern gibt es auch ohne eine gesonderte Vergütung des Aufwands und der Kosten zur Einhaltung der TAR-Vorgaben die Möglichkeit zur Refinanzierung.

Gegen eine Vergütung der nach den TAR-Vorgaben bereitzustellenden Momentanreservemengen spricht zudem, dass alle an das Netz angeschlossenen Einheiten von Vermarktungsmöglichkeiten auf dem Strommarkt, der Teilnahmemöglichkeit an weiteren Märkten und von einem durch die Netzbetreiber gewährleisteten sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb profitieren. Insofern ist es sachgerecht, wenn diese Einheiten nicht nur von Vorteilen eines sicheren und zuverlässigen Netzes wirtschaftlich profitieren, sondern auch über die TAR einen unentgeltlichen Beitrag zur Aufrechterhaltung dieser Sicherheit leisten.

SMA wendet sich gegen eine Vergütungsfreiheit der von den TAR erfassten Mengen. Der neue Markt ziele auf garantierte Verfügbarkeit und garantierte Leistungsdaten der Momentanreserve, was mit Mindestanforderungen auch nicht teilweise möglich sei. Diese führten daher nicht zu einer quantifizierbaren Verbesserung der Versorgungssicherheit. Der Abzug zwingender Momentanreservebeiträge sei zu streichen und die Komplexität zu reduzieren. Investitionsentscheidungen in neue Anlagen oder Nachrüstung von Alt-Anlagen würden durch diese unklaren Regelungen gefährdet. Die Verweise auf nicht finale Regelungen sorgten zudem für Unsicherheit. Es sei derzeit unwahrscheinlich, dass in neuen TAR bzw. der neuen RfG-VO konkrete Momentanreservemengen gefordert würden. Zudem könnten dort keine definierte Verfügbarkeit und keine garantierte Leistungsdaten gefordert werden. Hierauf ist zu erwidern, dass die TAR kein Selbstzweck sind, sondern die Netz- und Versorgungssicherheit erhöhen sollen. Die Beschlusskammer geht daher davon aus, dass in den TAR nicht nur eine grundsätzliche Momentanreservefähigkeit gefordert wird, sondern auch, dass eine entsprechende Leistungsvorhaltung und Erbringung während des Betriebs verlangt werden. Die Beschlusskammer erwartet, dass auch die ÜNB ein Interesse daran haben, dass über die TAR Momentanreserve verpflichtend vorzuhalten und zu erbringen ist.

Vor diesem Hintergrund kann über die marktgestützte Beschaffung und damit über die Netzentgelte nur diejenige Momentanreserve vergütet werden, die nicht bereits nach TAR vorgegeben und vorgehalten werden muss. Zwar steht zum jetzigen Zeitpunkt nicht fest, wie hoch die nach den künftigen TAR zwingend bereitzustellenden Momentanreservebeiträge sein werden. Diese Ungewissheit hinsichtlich der vergütungsfähigen Mengen rechtfertigt jedoch keine mit einer Vergütung der TAR-Mengen einhergehende (wesentlich) höhere Kostenbelastung der Netznutzer. Zudem wird die Unsicherheit über die Höhe des TAR-Beitrags dadurch abgemildert, dass die Anbieter ihre Angebote bis zu drei Jahre vor Beginn des Erbringungszeitraums einreichen können. Der Anbieter kann sein Angebot

demnach einreichen, wenn er absehen kann, dass die TAR zeitnah zwingende Momentanreservebeiträge vorsehen werden. So kann er sichergehen, dass die gesamte von seiner Einheit bereitstellbare Momentanreserve vergütungsfähig ist.

Engie ist der Meinung, die über die TAR erbrachten Mengen sollten vergütet werden, da es sich sonst um eine Ungleichbehandlung handele. Auch bestehende Kraftwerke trügen erheblich zur Systemstabilität bei, z.B. KWK- und GuD-Anlagen. Zudem könne der ÜNB die kostenfreie Menge einseitig durch eine Anpassung der TAR herbeiführen. Fluence meint, ein Ausschluss von der Vergütung für die TAR-Mengen stehe dem Anspruch eines transparenten und diskriminierungsfreien Marktes für Momentanreserve entgegen. Alle Anbieter von Momentanreserve sollten gleichermaßen am Markt teilnehmen können. Investitionskosten für die Erbringung von Momentanreserve erforderten Preissicherheit, welche den Betreibern von vornherein gewährt werden müsse. Eventuelle Änderungen von Vergütungsvereinbarungen durch neu eingeführte TAR-Vorschriften könnten geschäftsschädigend wirken und Anreize für initiale Investitionen verringern. Dies liefe dem Bestreben zuwider, möglichst viel Momentanreserve in den Markt zu bringen. Auf diese Einwendungen ist zunächst klarzustellen, dass die TAR nicht „einseitig durch den ÜNB“ geändert werden können. Die TAR werden durch den VDE FNN erlassen, in welchem rund 480 Unternehmen und Organisationen – darunter auch Betreiber konventioneller Kraftwerke – vertreten sind.²⁷ Zum grundsätzlichen Ausschluss von Synchronmaschinen – dahingehend interpretiert die Beschlusskammer den Einwand der Ungleichbehandlung – wird in der Beschlussbegründung zu Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 1 S. 3 ausgeführt. Bestehende Vergütungsvereinbarungen ändern sich überdies bei Änderung der TAR nicht, es besteht somit Preissicherheit, siehe die Beschlussbegründung zu Abschnitt H.I. S. 4. Darauf hinzuweisen ist, dass das Beschaffungskonzept nicht vorgibt, dass Bestandseinheiten Momentanreserve bereitzustellen haben.

Da die Teilnahme an der marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve freiwillig ist, kann der Anbieter frei entscheiden, ob sich ggf. notwendige Nachrüstungen an einer Bestandseinheit, die für eine Teilnahme am Momentanreservemarkt notwendig wären, wirtschaftlich rechnen. Diese Entscheidung ist rein unternehmerisch. Die Aussage der STEAG, wonach sich die Anforderungen und technischen Konzepte stark auf Neuanlagen richteten, aber mindestens auch bestehende Batteriespeicher in den Fokus genommen werden sollten, kann insoweit nicht nachvollzogen werden: Soweit Bestandsanlagen bereits Momentanreserve erbringen können, können sie unter den im Beschaffungskonzept genannten Voraussetzungen eine Vergütung erhalten. Anderenfalls steht es den Betreibern frei, ihre Einheiten für Momentanreserve zu ertüchtigen.

²⁷ Siehe die Mitgliederliste des VDE FNN, abgerufen am 04.12.2024 unter <https://www.vde.com/resource/blob/847816/f2efbc5abe6d86e64920abe2ad0cfd1f/mitglieder-uebersicht-data.pdf>.

Der Meinung der STEAG, die bisherigen Beschaffungsarten der ÜNB „VINK“ und „TAR“ müssten grundsätzlich durch neue Beschaffungskonzepte ersetzt werden, muss schon deswegen widersprochen werden, weil es bisher weder eine Momentanreservebeschaffung über VINK noch über TAR gibt. Zudem wird voraussichtlich keine der drei Säulen für sich genommen zur Deckung des Momentanreservebedarfs genügen. Zwar wird ein voraussichtlich großer Teil der benötigten Momentanreservemengen über die marktgestützte Beschaffung bereitgestellt werden müssen – dies gilt umso mehr, als dass aktuell noch keine Momentanreservevorgaben in den TAR enthalten sind und Einheiten daher nicht verpflichtet sind, überhaupt Momentanreserve zu erbringen. Allerdings kann dies nicht die einzige Beschaffungsart sein, denn die Teilnahme an der marktgestützten Beschaffung ist freiwillig und damit keine Gewährleistung für die Bedarfsdeckung. Hieraus ergibt sich auch aus Gründen der Gewährleistung der Systemsicherheit die Notwendigkeit für technische Mindestanforderungen wie den TAR und der Bedarfsdeckung durch VINK. Zudem ist europarechtlich verankert, dass insbesondere auch eine Bedarfsdeckung durch VINKs durch den Netzbetreiber neben einer marktgestützten Beschaffung erfolgen darf.

Die Anforderungen an das Momentanreservevermögen von an das Netz angeschlossenen Einheiten aus den künftigen TAR eignen sich auch für die objektive Abgrenzung vergütungsfähiger und nicht vergütungsfähiger Momentanreservemengen in sachgerechter Weise. Dies gilt auch dann, wenn nur einzelne TAR verpflichtende Momentanreservebeiträge vorsehen. Auch diese Beiträge dienen der Bedarfsdeckung und damit der Systemsicherheit. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass die TAR diskriminierungsfrei für alle Einheiten gelten, die sich neu an das Netz anschließen oder solchen Einheiten gleichgestellt sind (z. B. weil eine Änderung wesentliche Auswirkungen auf die elektrischen Eigenschaften hat, vgl. Kapitel 1 der jeweiligen VDE-AR-N). Sofern nur einzelne Spannungseben bzw. Technologien zur Momentanreservebereitstellung verpflichtet werden, ist dies nach Auffassung der Beschlusskammer ebenfalls diskriminierungsfrei, wenn dies nach objektiven und sachlich gerechtfertigten Maßstäben geschieht.

Klarzustellen ist, dass Bestandseinheiten über das Beschaffungskonzept keine höheren Anforderungen auferlegt werden. Sie können an der marktgestützten Beschaffung teilnehmen, wenn sie die Vergütungsvoraussetzungen erfüllen. Anknüpfungspunkt für die Vergütungsfähigkeit ist, dass dem jeweiligen Anbieter für die Momentanreserveerbringung zusätzliche Kosten entstanden sind bzw. entstehen.

Die Beschlusskammer hat sich darüber hinaus entschieden, für die Abgrenzung der vergütungsfähigen von den nicht vergütungsfähigen Momentanreservemengen einer Einheit auf die TAR abzustellen, die *zum Zeitpunkt der Angebotseinreichung* für die jeweilige Spannungsebene gelten. Eine danach stattfindende TAR-Änderung ist somit für bereits eingereichte Angebote irrelevant. Hierdurch

besteht zwar eine Vergütungsmöglichkeit auch für die nach den TAR zwingend zu erbringenden Momentanreservemengen – nämlich dann, wenn erst nach Angebotseinreichung TAR in Kraft treten, die einen zwingenden Momentanreservebeitrag vorsehen – was den Netznutzer mit zusätzlichen Kosten belastet. Für dieses Vorgehen sprechen aber die folgenden Erwägungen: Schon rein faktisch dürfte es sich im Gesamtbild um Einzelfälle handeln. Denn erstens handelt es sich bei dem Beschaffungskonzept ausweislich der Tenorziffer 2 um ein zeitlich befristetes Konstrukt, so dass es während der Geltungsdauer des Beschaffungskonzepts aller Wahrscheinlichkeit nach nur wenige TAR-Änderungen hinsichtlich der Momentanreservevorgaben geben wird. Und zweitens und vor allem gibt diese Regelung dem Anbieter Planungssicherheit über den gesamten Erbringungszeitraum, da er durch den Zeitpunkt der Angebotseinreichung selbst (mit)bestimmen kann, welche TAR seinem Vertrag zugrunde liegen. Dies erhöht die Anreizwirkung des Beschaffungskonzepts und kommt damit der Netz- und Versorgungssicherheit zugute. Klarzustellen ist, dass dasjenige Angebot maßgeblich ist, welches alle Vergütungsvoraussetzungen erfüllt. Reicht ein Anbieter ein Angebot ein, welches die Vergütungsvoraussetzungen nicht erfüllt und nach Abschnitt E angepasst werden muss, so ist das zunächst eingereichte Angebot nicht maßgeblich für die Betrachtung, welche Momentanreservemengen vergütungsfähig sind.

Die in der zweiten Marktkonsultation vorgesehene Option – nämlich während der gesamten Laufzeit der gegenständlichen Festlegung eine *Vergütung aller Momentanreservemengen einer Einheit* vorzusehen, so dass es weder auf die Vorgaben der TAR noch auf den Zeitpunkt ihres Inkrafttretens ankäme – hätte Anbietern zwar eine noch größere Planungssicherheit ermöglicht. Allerdings wären so letztlich alle angebotenen Mengen über die Netzentgelte finanziert worden, mit einer entsprechend deutlicheren Kostenbelastung der Netznutzer und den oben geschilderten Verwerfungen. Dies würde der gesetzgeberischen Vorgabe des § 12h EnWG nach einer wirtschaftlichen Effizienz der marktgestützten Beschaffung der nfSDL Momentanreserve im Ergebnis widersprechen. Zudem könnten hierdurch falsche „Erwartungen“ geweckt werden, dass auch nach Ende der Befristung des vorliegenden Beschaffungskonzeptes sämtliche Momentanreservebeiträge vergütet werden könnten. Dies widerspricht – wie bereits zuvor dargestellt – dem Leitbild des §12 h EnWG und würde eine Inkonsistenz zu den Verfahren zur marktgestützten Beschaffung der weiteren nfSDL begründen.

Alternativ hätte vorgesehen werden können, dass Momentanreservemengen nur insoweit vergütungsfähig sind, wie die im Netzanschlussprozess zur Anwendung kommenden TAR keinen zwingenden Momentanreservebeitrag vorgeben. Diese Option verringert jedoch die Planungssicherheit des Anbieters insbesondere in ökonomischer Hinsicht. Denn der Anbieter hat keinen Einfluss darauf, wann welche TAR in Kraft treten. Sollten daher bei Angebotseinreichung andere TAR gelten als im Rahmen des Netzanschlussprozesses (z.B. aufgrund ungeplanter Verzögerungen), könnten den An-

bieter empfindliche finanzielle Auswirkungen treffen. Denn so könnte es dazu kommen, dass der Anbieter die Errichtung oder Umrüstung seiner Einheit unter Berücksichtigung der aus der marktgestützten Beschaffung erzielbaren Erlöse plant, selbige aber sodann aufgrund einer nachfolgenden TAR-Änderung gar nicht mehr oder nicht mehr in dieser Höhe erzielen kann. Vor dem Hintergrund, dass Momentanreserveerbringer dringend und in großer Zahl benötigt werden, strebt die Beschlusskammer an, potentiellen Anbietern die höchstmögliche Planungssicherheit zu bieten und hat die genannte Option verworfen.

Nicht vergütungsfähig ist nach **Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 1 S. 3** diejenige Momentanreserve, die inhärent durch Synchronmaschinen bei gleichzeitiger Bereitstellung von Wirkleistung erbracht wird. Momentanreserve, die durch Synchronmaschinen außerhalb des Phasenschieberbetriebs bereitgestellt wird, ist damit grundsätzlich von der Vergütung ausgeschlossen – es sein denn, es handelt sich um eine zusätzliche Schwungmasse, siehe Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 1 S. 4.

Durch die Regelung werden konventionelle Kraftwerke von der marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve ausgeschlossen. Dies wird von den Konsultationsteilnehmern kritisiert. Einige Konsultationsteilnehmer halten den Ausschluss vom Vergütungsmechanismus für diskriminierend. Uniper bemängelt, dass der sonst gewählte Ansatz der Technologieoffenheit nicht verfolgt werde. Es solle zumindest eine anteilige Vergütung gezahlt werden. BDEW und Ørsted meinten in der ersten Marktkonsultation, es sollte nur Momentanreserve ausgeschlossen werden, die inhärent durch Synchronmaschinen bei gleichzeitiger Bereitstellung von Wirkleistung durch den Primärenergie getriebenen Prozess zur Erzeugung elektrischer Energie erbracht werde, sofern die Synchronmaschine nicht mit zusätzlicher Schwungmasse ausgestattet worden sei. Der BVES schlug in der ersten Marktkonsultation vor, nur Momentanreserve auszuschließen, die inhärent durch Synchronmaschinen bei gleichzeitiger Bereitstellung von Wirkleistung erbracht wird, sofern die Synchronmaschine nicht mit zusätzlicher Schwungmasse ausgestattet wurde oder Teil einer Erneuerbaren Erzeugungsanlage oder einer Energiespeicheranlage sei. Synchronmaschinen mit physischen Schwungmassen erfüllten grundsätzlich die Vergütungsvoraussetzungen und trügen zur Bereitstellung von Momentanreserve bei. Auch Erneuerbare Erzeugungsanlagen und Großspeicheranlagen (z.B. Pumpspeicher) könnten bzw. würden mit Synchronmaschinen betrieben werden und sollten diskriminierungsfrei teilnehmen können. Diskriminierungsfreiheit des Marktes bedeute auch, dass insbesondere Betreiber von Speicheranlagen wie Pumpspeicherkraftwerken mit Synchronmaschinen Marktzugang erhalten müssten. Im Sinne des Marktes sei es, wenn auch inhärent erbrachte Momentanreserve bei gleichzeitiger Wirkleistungserbringung vergütet werde. Nur so könnten die Anbieter solcher Speicheranlagen auf die für die Kontrahierungsfähigkeit nötige Mindestverfügbarkeit kommen.

Dem grundsätzlichen Ausschluss von Synchronmaschinen von der marktgestützten Beschaffung liegen folgenden Erwägungen zugrunde: Synchronmaschinen stellen durch die Trägheit ihrer rotierenden Massen (also der Turbine und des Generators) automatisch und inhärent Momentanreserve bereit. Sobald und solange eine Synchronmaschine Wirkleistung einspeist, ist die Erbringung von Momentanreserve ein automatischer, nicht abzustellender physikalischer Nebeneffekt. Mit der Bauart von Synchronmaschinen geht daher die Bereitstellung von Momentanreserve zwingend einher. Die Höhe der Momentanreserve ist dabei auch nicht abhängig von der eingespeisten Wirkleistung, sondern einzig von der Bewegungsenergie der rotierenden Massen. Insbesondere kann die Momentanreserve nicht „abgestellt“ werden. Dies impliziert, dass Synchronmaschinen auf einem Markt nicht „nicht bieten“ könnten,²⁸ und zwar unabhängig davon, welche Art der Energieerzeugung ihnen zugrunde liegt. Weder für die Vorhaltung noch für die Erbringung von Momentanreserve durch Synchronmaschinen fallen zudem zusätzliche Kosten an. Gleiches gilt auch in Bezug auf die Errichtung der Kapazität, da die Errichtung der momentanreserveerbringenden Einheiten aus anderen Motiven erfolgt (z.B. Erzeugung elektrischer Energie durch Kraftwerke). Da bei Synchronmaschinen keine Installation zusätzlicher, die Momentanreserve bereitstellender Komponenten notwendig ist, fallen insoweit auch keine gesonderten Investitionskosten an. Daher können von einer marktgestützten Beschaffung folglich auch keine entsprechenden Investitionsanreize ausgehen. Vielmehr würden die Transaktionskosten in Summe steigen, ohne dass damit ein Zusatznutzen verbunden wäre. Vor dem Hintergrund, dass die Bereitstellung der Momentanreserve bereits kostenneutral erfolgt, würde eine Vergütung von Synchronmaschinen lediglich zu einem Mitnahmeeffekt durch die Anbieter führen, ohne einen Mehrwert für die Systemsicherheit und Allgemeinheit zu bieten. Es ist nicht auszuschließen, dass dieser Mitnahmeeffekt sogar Implikationen auf andere Märkte (Stromhandelsmarkt, Regelreservemarkt) hätte und dort zu Marktverzerrungen führen könnte, siehe sogleich.

Erwägungsgrund Nr. 15 der RfG-VO bestimmt zudem, dass die Anforderungen darauf abzielen sollten, ein optimales Verhältnis zwischen höchstmöglicher Gesamteffizienz und den geringsten Gesamtkosten zu erreichen. Sie sollten daher nach dem Erwägungsgrund den Unterschieden der Stromerzeugungstechnologien mit ihren inhärenten unterschiedlichen Eigenschaften Rechnung tragen und angesichts regionaler Besonderheiten dazu beitragen, in bestimmten geografischen Gebieten Investitionen zu vermeiden. Erwägungsgrund 25 der RfG-VO besagt, dass

„synchrone Stromerzeugungsanlagen inhärent in der Lage [sind], Frequenzabweichungen zu verhindern oder zu verlangsamen, während viele EE-Technologien diese Möglichkeit nicht

²⁸ Dr.-Ing. Christian Wagner (ef.Ruhr), Dr. Ingmar Schlecht (Neon), Dr. Michael Bucksteeg (HEMF), „Zukünftiger Bedarf und Beschaffung von Systemdienstleistungen (SDL-Zukunft)“, Abschlussbericht zum Vorhaben „SDL-Zukunft“ im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Fassung vom 16.11.2022, S. 28, online abrufbar unter <https://www.energiewechsel.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/abschlussbericht-zukunf-tiger-bedarf-und-beschaffung-von-systemdienst-leistungen-sdl-zukunft.pdf>.

bieten. Daher sollten Gegenmaßnahmen getroffen werden, um stärkere Änderungen der Frequenz bei umfangreicher Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern zu vermeiden. Der weitere Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energieträger, die keinen natürlichen Beitrag zur Schwungmasse leisten, könnte durch die Nutzung synthetischer Schwungmasse unterstützt werden.“

Auch dies bringt zum Ausdruck, dass der europäische Ordnungsgeber klar zwischen Synchronmaschinen und insbesondere EE-Anlagen unterscheidet und durchaus unterschiedliche Anforderungen gestellt werden dürfen. Daraus folgt ebenso, dass separate Maßnahmen ergriffen werden können, um Erzeugungstechnologien, die derzeit noch nicht angemessen auf Frequenzänderungen reagieren können, hierfür zu ertüchtigen. Insoweit adressieren die im Erwägungsgrund genannten Maßnahmen explizit sogar nur EE-Technologien.

Richtig ist, dass bei einer Einbeziehung von Synchronmaschinen in die marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve ggf. Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden könnten, die es ihnen ermöglichen, ihre erzeugte Energie günstiger an den Strommärkten zu vermarkten. So machten die Stadtwerke München in der ersten Marktkonsultation geltend, bestehende Kraftwerke mit hoher Benutzungszahl, wie beispielsweise KWK-Anlagen, trügen durch ihre rotierende Masse wesentlich zur Netzstabilität in Deutschland bei. In einem immer schwierigeren Marktumfeld würden die Einsatzzeiten dieser Kraftwerke weiter zurückgehen bzw. ihr Weiterbetrieb sei zunehmend gefährdet. Ein zusätzlicher finanzieller Anreiz führe zu höheren Betriebsstunden und leiste so einen wesentlichen Beitrag zur Netzstabilität. Dem ist zunächst zu entgegen, dass die über den Momentanreservemarkt erzielbaren Erlöse so hoch sein müssten, dass sie tatsächlich Einfluss auf die Einsatzentscheidung hätten. Zudem sind KWK-Anlagen zumeist im Winter ohnehin im Betrieb – unabhängig von möglichen Zusatzerlösen über die marktgestützte Beschaffung, da diese Anlagen in der Regel wärmegeführt arbeiten und Strom (nur) als Nebenprodukt produzieren. Nichtsdestotrotz ist einzuräumen, dass eine Einbeziehung in die marktgestützte Beschaffung die Einsatzzeiten von Synchronmaschinen im Grundsatz erhöhen könnte. Dies würde dann jedoch für alle Synchronmaschinen gelten, also auch solche mit fossilen Energieträgern. Allerdings ist es nicht Zweck der marktgestützten Beschaffung, höhere Laufzeiten fossiler Kraftwerke zu ermöglichen. Dies widerspräche § 1 EnWG, wonach Zweck des Gesetzes eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente, umweltverträgliche und treibhausgasneutrale leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht, ist. Mit fossilen Brennstoffen betriebene Kraftwerke sind nicht treibhausgasneutral, sie sind somit weniger umweltverträglich als die Technologien, die über das Beschaffungskonzept in die marktgestützte Beschaffung einbezogen werden.

Richtig ist, dass nach § 12h Abs. 5 S. 2 EnWG die Spezifikationen und technischen Anforderungen sicherstellen müssen, dass sich alle Marktteilnehmer wirksam und diskriminierungsfrei beteiligen können; dies schließt nach der Vorschrift Anbieter Erneuerbarer Energien, Anbieter dezentraler Erzeugung, Anbieter von Laststeuerung und Energiespeicherung sowie Anbieter, die in der Aggregation tätig sind, ein. Laut Gesetzesbegründung soll diese Vorgabe sicherstellen, dass nur solche Ausgestaltungen möglich sind, die zukunftsfähig sind und nicht zu einer Blockade von Innovationen durch alte Technologien oder zu einer Erhöhung der Mindesterzeugung aus fossilen Kraftwerken führen.²⁹ Damit hat der Gesetzgeber zu erkennen gegeben, dass durch die marktgestützte Beschaffung von nfSDL gerade keine höheren Einsatzzeiten konventioneller Kraftwerke begünstigt werden sollen. Weiter besagt § 12h Abs. 5 S. 3 EnWG explizit, dass die Spezifikationen und technischen Anforderungen sicherstellen sollen, dass die marktgestützte Beschaffung der jeweiligen nfSDL nicht zu einer Reduzierung der Einspeisung vorrangberechtigter Elektrizität führt. Die marktgestützte Beschaffung gemäß § 12h EnWG ist folglich kein Instrument, konventionelle Kraftwerke weiter oder länger am Markt zu halten, sondern soll die Transformation des Energiesystems unterstützen, indem insbesondere EE- und Speicheranlagen zur Erbringung der nfSDL angereizt werden.

Aus § 12h EnWG ergibt sich damit, dass das Beschaffungskonzept nicht so ausgestaltet werden darf, dass Erneuerbare Energien auf dem Markt für nfSDL oder auf anderen Märkten benachteiligt werden. Legt man die oben angeführte Logik der Stadtwerke München zugrunde, wonach eine Teilnahme an der Momentanreservebeschaffung die Einsatzzeiten konventioneller Kraftwerke erhöhen würde, so scheint es sogar geboten, Synchronmaschinen von der marktgestützten Beschaffung auszuschließen. Dies wird deutlich, wenn man neben dem Momentanreservemarkt auch andere Absatzmärkte – wie z.B. den börslichen Stromhandel – in den Blick nimmt: Die durch die Kontrahierung über die marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve erzielbaren Erlöse sollen – jedenfalls in der Zeit des Markthochlaufs – die investiven Nachteile bzw. Zusatzkosten, die den Anbietern durch die Implementierung netzbildender Eigenschaften entstehen, ausgleichen. Bei Synchronmaschinen entstehen (wie dargelegt) keine zusätzlichen (Investitions-) Kosten für die Bereitstellung von Momentanreserve. Die Anbieter könnten die zusätzlichen Erlöse aus der marktgestützten Beschaffung daher nutzen, um ihren Strom auf anderen Absatzmärkten günstiger, das heißt unter den wahren Grenzkosten, zu verkaufen. Da auf diesen Märkten ein Konkurrenzverhältnis zwischen den Stromanbietern besteht, führte eine Einbeziehung von Synchronmaschinen in die marktgestützte Beschaffung zu einem Vorteil für konventionelle Kraftwerke. Darüber hinaus steht es auch den Betreibern von Synchronmaschinen frei, die Installation einer zusätzlichen Schwungmasse oder die Umschaltfunktion zum Phasenschieberbetrieb vorzunehmen und insoweit an der marktgestützten Beschaffung teilzunehmen.

²⁹ BT-Drs. 19/21979, S. 15.

Nach **Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 1 S. 4** ist diejenige Momentanreserve von Synchronmaschinen im Wirkleistungsbetrieb, die aus einer zusätzlichen Schwungmasse resultiert, vergütungsfähig. Dies setzt die Vorschläge aus der ersten Marktkonsultation von BDEW, Ørsted und BVES um. Durch eine zusätzliche Schwungmasse kann auch kurzfristig zusätzliche, dringend benötigte Momentanreserve bereitgestellt werden. Für die Anbringung einer zusätzlichen Schwungmasse sind Investitionen erforderlich. Vergütungsfähig ist allerdings nur die Momentanreserve, die durch die zusätzliche Schwungmasse bereitgestellt wird, siehe Abschnitte C.I. S. 2 Nr. 1 S. 3 und H.VI. S. 6.

Wird eine Synchronmaschine ohne zusätzliche Schwungmasse im Wirkleistungsbetrieb mit der Fähigkeit zum Phasenschieberbetrieb ausgestattet, ist nach **Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 1 S. 5** nur die Momentanreserve, welche im Phasenschieberbetrieb bereitgestellt wird, vergütungsfähig. Dieser Satz wurde eingefügt, um dem Wunsch der Teilnehmer der ersten Marktkonsultation deutlicher zu entsprechen und Phasenschiebern einen Kontrahierungsanspruch einzuräumen. Diese Synchronmaschinen unterscheiden sich insoweit von wirkleistungserbringenden Synchronmaschinen, als dass sie Scheinleistung erbringen und folglich keinen Strom vermarkten. Sie stellen ausschließlich Systemdienstleistungen bereit; deren Vermarktung ist ihre einzige Erlösquelle. Sollen konventionelle Anlagen zu rotierenden Phasenschiebern umgerüstet oder mit einer Umschaltfunktion ausgestattet werden, entstehen hierfür zusätzliche Investitionskosten – gleiches gilt, wenn ein Phasenschieber von vornherein einzig zu dem Zweck errichtet wird, (nf)SDL zu erbringen. Die Einbeziehung von Phasenschiebern in die marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve kann damit einen Beitrag zur Deckung ihrer Investitionskosten leisten und so die Errichtung und den Betrieb derartiger systemstützender Einheiten beanreizen, ohne dass marktverzerrende Wirkungen auf anderen Absatzmärkten zu erwarten sind.

Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 2 enthält die Nachweispflichten, die bei der marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve gelten. Dies stellt sicher, dass nur Einheiten vergütet werden, welche die vertraglich zugesicherte Momentanreserve im Erbringungszeitraum entsprechend den Vorgaben des Beschaffungskonzepts bereitstellen.

Gemäß **Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 2 S. 1** muss ein Anbieter nachweisen, dass jede angebotene Einheit die technischen Anforderungen gemäß dem VDE-FNN-Hinweis „Technische Anforderungen an netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve“ oder einer verbindlichen Nachfolgeregelung einhält. Hiervon sind auch Revisionen des Hinweises und die künftigen TAR umfasst. Die Nachweisführung und entsprechende Prüfverfahren sind durch den FNN als zuständige Stelle zu regeln. Soweit Enercon und VDE FNN gefordert hatten, in Abschnitt A.I. auf den FNN-Hinweis zu verweisen, da die Beschreibung der Eigenschaften der Momentanreserve im Beschaffungskonzept zu vage sei, wurde dem nachgekommen.

Ørsted und BDEW merken an, dass der FNN-Hinweis keine allgemein anerkannte Regel der Technik sei. Dies solle aber der Mindeststandard für die Momentanreserve sein. BVES und Fluence bringen zusätzlich vor, dass der FNN-Hinweis öffentlich konsultiert und von der Regulierungsbehörde final veröffentlicht werden solle. Diesen Argumenten ist entgegenzuhalten, dass es zum Festlegungsdatum noch keine Mindeststandards für Momentanreserve im Rang einer TAR gibt. Diese zu erstellen, ist Aufgabe des FNN. Da zur Gewährleistung der Systemsicherheit die dringend benötigten Anreize für die Implementierung netzbildender Technologien zeitnah in den Markt gegeben werden müssen, kann mit der marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve nicht gewartet werden, bis der im FNN noch andauernde Prozess der TAR-Erstellung, der sich voraussichtlich bis mindestens 2028 hinziehen wird, abgeschlossen sein wird. Zur Gewährleistung der Wirksamkeit der Momentanreserveerbringung sowie aus Transparenz- und Gleichbehandlungsgründen ist es zwingend, dass das Beschaffungskonzept diskriminierungsfreie technische (Mindest-)Anforderungen an alle vergütungsfähigen Einheiten enthält. Dies ist durch den Verweis sichergestellt. Da sowohl TAR als auch FNN-Hinweis vom VDE FNN erarbeitet werden und davon auszugehen ist, dass wesentliche Inhalte des FNN-Hinweises in die TAR überführt werden (welche sodann auch als „verbindliche Nachfolgeregelung“ im Sinne des Beschaffungskonzepts angesehen werden), darf im Beschaffungskonzept auf den FNN-Hinweis abgestellt werden. Den technischen Regelwerken des VDE wird auch vom Gesetzgeber eine hohe Geltungswirkung zugemessen, § 49 Abs. 2 S. 1 EnWG. Auch wenn formal der FNN-Hinweis nicht den Geltungsrang von Technischen Anschlussregeln hat, kann den Inhalten aus technischer Sicht gleichwohl eine hohe Tragkraft beigemessen werden. Dies gilt nicht zuletzt deswegen, da Entwurfsfassungen des FNN-Hinweises mehrfach umfangreich konsultiert worden sind. Darüber hinaus ist die Teilnahme an der marktgestützten Beschaffung freiwillig. Da kein Anbieter gezwungen ist, den FNN-Hinweis einzuhalten, wenn er nicht an der marktgestützten Beschaffung teilnehmen möchte, ist es aus Sicht der Beschlusskammer unschädlich, dass in formaler Hinsicht noch keine "allgemein anerkannten Regeln der Technik" vorliegen.

Siemens Energy und VDMA hatten gefordert, den FNN-Hinweis aus Transparenzgründen anzuhängen. Daher ist eine Verlinkung im Beschaffungskonzept erfolgt. Soweit von mehreren Konsultationsteilnehmern gefordert wurde, dass die vom FNN zu erarbeitenden technischen Hinweise/Anforderungen für Momentanreserve-Bereitstellung öffentlich konsultiert werden, sind Verfahrensvorgaben gegenüber dem FNN nicht von der Ermächtigungsgrundlage des § 12h EnWG umfasst. Gleichwohl wurde der FNN-Hinweis durch den FNN öffentlich konsultiert. Darüber hinaus entspräche eine – teilweise geforderte – Veröffentlichung des FNN-Hinweises durch die Regulierungsbehörde weder den getrennten Zuständigkeiten von FNN und BNetzA, noch wäre sie erforderlich, sobald die Veröffentlichung erfolgt ist und jedermann Zugang hat.

Soweit Konsultationsteilnehmer forderten, zu regeln, wie die technischen Anforderungen aus dem festgelegten Beschaffungskonzept i.V.m. dem FNN-Hinweis mit den gültigen TAR-Anforderungen (insbesondere FRT (fault-ride-through)-Verhalten) zusammenpassen, beschreibt Abschnitt 2 des Hinweises das Verhältnis zwischen TAR und Hinweis.

Nach **Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 2 S. 2** ist durch ein während des gesamten Erbringungszeitraums gültiges Zertifikat nach dem VDE-FNN-Hinweis³⁰ einer akkreditierten Zertifizierungsstelle nachzuweisen, dass und in welcher Höhe die Einheit Momentanreserve – anzugeben in dem Produkt aus der Nennwirkleistung der Einheit sowie der darauf bezogenen Anlaufzeitkonstante – erbringen kann. Um zu gewährleisten, dass die Momentanreserve entsprechend der technischen Anforderungen bereitgestellt und erbracht werden kann, ist ein durch eine akkreditierte Zertifizierungsstelle ausgestelltes Zertifikat notwendig. Es bestätigt, dass die Regelungen zur Nachweisführung und die entsprechenden Prüfverfahren gemäß FNN-Hinweis und dessen Revisionen bzw. (später) TAR eingehalten wurden. Die Regelung erfasst auch den Fall, dass die angebotene Einheit erst zukünftig errichtet bzw. um netzbildende Komponenten erweitert werden soll. Das Einheitenzertifikat liegt dem Anbieter im Regelfall vor, sobald er die Einheit beim Hersteller bestellt. Im Übrigen gelten die Sätze 5 und 6.

Ørsted und BDEW äußerten in der ersten Marktkonsultation die Auffassung, bei auf netzbildenden Umrichtern basierenden Erzeugungsanlagen seien die Momentanreserve und T_{AN} unabhängig voneinander. Im zuerst konsultierten Beschaffungskonzept hieß es insoweit „(...), dass und in welcher Höhe die Einheit Momentanreserve – anzugeben in der Anlaufzeitkonstante der Einheit T_{AN} – erbringen kann“. Dazu ist zu erwidern, dass die Momentanreserve aus zwei beeinflussbaren Komponenten besteht: der Anlaufzeitkonstante T_{AN} und der Nennwirkleistung. Die Momentanreserve ist daher unter anderem abhängig von T_{AN} . Die Anlaufzeitkonstante umrichterbasierter Einheiten kann parametrisiert werden. Um klarzustellen, dass es sich bei der Momentanreserve um ein Produkt aus den unterschiedlichen Größen „Nennwirkleistung“ und „Anlaufzeitkonstante“ handelt, wurde Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 2 S. 2 entsprechend umformuliert.

Zudem waren die Maßeinheitendefinitionen im zuerst konsultierten Beschaffungskonzept inkonsistent zueinander (mal hieß es MWs, mal T_{AN} [s]), so dass klargestellt wurde, dass es sich bei der Momentanreserve um ein Produkt aus einer Leistung P [MW] (siehe insoweit Beschlussbegründung zu B.III.) und einer Zeit T [s] handelt (siehe Stellungnahme des VDE FNN aus der ersten Marktkonsultation).

³⁰ Hiermit ist die final vom VDE FNN veröffentlichte Fassung gemeint. Diese liegt zum Zeitpunkt der Beschlussfassung noch nicht vor. Der Nachweisteil wird derzeit vom VDE FNN erarbeitet und läuft zum Festlegungsdatum unter dem Titel „Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve – Nachweise für Netzbildende Einheiten“, Version 0.1, Stand Juli 2024, online abrufbar unter <https://www.vde.com/de/fnn/aktuelles/netzbildende-eigenschaften-entscheidend-fuer-systemstabilitaet>.

Der bne meint, die Zertifizierung der Bereitstellung von Momentanreserve dürfe nicht am Ausgang des jeweiligen Wechselrichters erfolgen, sondern am Netzverknüpfungspunkt, an dem die Momentanreserveleistung dem Netz zur Verfügung gestellt werde. Die Messung oder Zertifizierung am Wechselrichter würde Wechselwirkungen zwischen mehreren Wechselrichtern innerhalb von Großbatteriespeichern sowie Einflüsse von Schaltanlagen oder Transformatoren auf die Bereitstellung am Netzverknüpfungspunkt nicht ausreichend berücksichtigen. Entscheidend sei die Rolle der Steuerung des Gesamtsystems und nicht die des einzelnen Wechselrichters. Dem konnte jedoch nicht nachgekommen werden: Befinden sich hinter einem Netzanschlusspunkt mehrere Einheiten, die nicht alle für die Momentanreserveverbringung kontrahiert sind, könnte anderenfalls keine Verfügbarkeit der kontrahierten Einheit(en) ermittelt werden. Dies ist aber erforderlich, um die Vergütung zu berechnen. Selbiges gilt auch, wenn alle hinter dem Netzanschlusspunkt belegenen Einheiten für Momentanreserve kontrahiert sind, da die Verfügbarkeit jeder einzelnen Einheit zur Berechnung der gesamten Momentanreservemenge erforderlich ist. Für den Ausschluss oder die Berücksichtigung von Wechselwirkungen der einzelnen Einheiten oder Betriebsmittel hinter dem Netzanschlusspunkt zueinander ist überdies der Anlagenbetreiber verantwortlich.

Soweit SMA meint, dass Anlagen- und nicht Einheitenzertifikate genutzt werden sollten, da die Leistungsdaten der Momentanreserve vom Betriebsbereich der Anlage abhängen und bei einer Aggregation von Einheiten die Anlagencharakteristik explizit berücksichtigt werden sollte, adressiert das Beschaffungskonzept keine „Anlagen“ im Sinne der vom FNN definierten Nachweispflichten, vgl. Abschnitt B.VII/ VIII. Die Nachweispflicht für aggregierte Einheiten regelt Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 2 S. 4.

Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 2 S. 3 besagt, dass der Anbieter bei Angebotsabgabe eine verbindliche Erklärung darüber abzugeben hat, für welche der angegebenen Anlaufzeitkonstanten die konkrete Einheit parametrierung ist, wenn in einem Einheitenzertifikat mehrere zertifizierte Anlaufzeitkonstanten angegeben sind. Diese Erklärung ist notwendig, da die Anlaufzeitkonstante mitbestimmend für den Umfang der vergütungsfähigen Momentanreserve ist. Der Hersteller kann spezifizieren, wie eine Einheit für eine bestimmte Anlaufzeitkonstante und die Einhaltung der Anforderungen parametrierung werden muss, aber nicht, wie die Einheit im Betrieb tatsächlich parametrierung ist. Selbst wenn der Anlagenbetreiber nach dem FNN-Hinweis keinen Zugriff auf die Parametrierung der Anlaufzeitkonstante erhalten soll, kann nicht ausgeschlossen werden, dass er sie dennoch verändert. Aus diesen Gründen muss der Anbieter verbindlich erklären, mit welcher Anlaufzeitkonstante die Einheit parametrierung ist. Diese Einstellung darf für den gesamten Erbringungszeitraum nicht verändert werden. Sollten trotzdem nachträgliche Änderungen der Anlaufzeitkonstante durch den Anlagenbetreiber vorgenommen werden, kann dies mittels stichprobenartiger Qualitätsprüfung der Loggingdaten (Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 6 S. 2) aufgedeckt werden.

Nach **Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 2 S. 4** muss der Nachweis bei einem Einheitenverbund entsprechend durch die von einer akkreditierten Zertifizierungsstelle ausgestellten Einzelzertifikate der Einheiten erfolgen. Aus den Einheitenzertifikaten gehen die Anlaufzeitkonstanten der im Einheitenverbund aggregierten Einheiten hervor. Das Einheitenzertifikat ist damit erforderlich, um die angebotene Momentanreservemenge nachzuweisen und den Vergütungsanspruch zu bestimmen. Daher konnte nicht – wie teilweise von den Konsultationsteilnehmern gefordert – auf das Anlagenzertifikat abgestellt werden. Dies gilt umso mehr, als die in einem Einheitenverbund aggregierten Einheiten über die gesamte Beschaffungsregion verstreut sein können, während sich ein Anlagenzertifikat immer auf die hinter einem Netzanschlusspunkt liegenden Einheiten bezieht.

Sollte es zum Zeitpunkt der Angebotseinreichung noch keine akkreditierte Zertifizierungsstelle geben, hat der Anbieter dem ÜNB gemäß **Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 2 S. 5** ersatzweise ein qualifiziertes Gutachten vorzulegen. Die Regelung erfasst insbesondere den Fall, dass das Akkreditierungsverfahren für die Zertifizierungsstelle zum Zeitpunkt der Angebotseinreichung noch nicht abgeschlossen ist. Dann ist noch keine Ausstellung durch einen akkreditierten Zertifizierer möglich. Die Nachreichmöglichkeit für das Zertifikat erleichtert somit die Angebotseinreichung. Sie erlaubt den Anbietern zudem einen frühzeitigen Markteintritt, da sie nicht auf den Abschluss des Akkreditierungsverfahrens warten müssen.

Mit der Vorgabe werden Stellungnahmen aus der ersten Marktkonsultation aufgegriffen: Ørsted und BDEW wollten sichergestellt wissen, dass die erforderlichen Zertifikate gemäß FGW³¹ zeitgerecht zur Verfügung stehen und das Beschaffungskonzept eine Prototypenregelung enthalte. Enercon hielt eine Einheitenzertifizierung nach derzeit gültiger TAR und NELEV³² in mehreren technischen Aspekten grundsätzlich für inkompatibel mit dem geforderten inhärenten Momentanreserveverhalten. Ein heutiges EZE³³-Zertifikat sei schlicht ungültig, wenn die EZE auf inhärent spannungsprägendes Verhalten umgestellt würde. Auch VDMA und Siemens Renewable schlugen eine Art Prototypenregelung vor, da für die Zertifizierung aktuell keine Richtlinien vorhanden seien und in der Kürze der Zeit auch nicht erarbeitet werden könnten. Allerdings erfordert eine Prototypenregelung nach Abschnitt 12 der gültigen TAR eine Zertifizierungsstelle, die es bei Momentanreserve aufgrund der Dauer des ggf. erforderlichen Akkreditierungsprozesses für diese Zertifizierungsstelle jedenfalls in der ersten Zeit nach Datum der gegenständlichen Festlegung sehr wahrscheinlich nicht geben wird. Somit stand die Erforderlichkeit von Zertifikaten dem Anliegen entgegen, Anbietern möglichst schnell Zugang zum Momentanreservemarkt zu ermöglichen. Nach dem nunmehr eingefügten Satz kann zunächst ersatzweise ein qualifiziertes Gutachten beigebracht werden, welches später durch das Zertifikat ersetzt

³¹ Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien.

³² Verordnung zum Nachweis von elektrotechnischen Eigenschaften von Energieanlagen (Elektrotechnische-Eigenschaften-Nachweis-Verordnung).

³³ EZE: Erzeugungseinheit.

wird. In der Regel ist der Aussteller des qualifizierten Gutachtens derselbe, der auch das spätere Zertifikat für die Einheit erstellt. Inhaltlich entspricht das qualifizierte Gutachten in der Regel ebenfalls dem späteren Zertifikat. Die Regelungen gelten auch für aggregierte Einheiten eines Einheitenverbundes.

Nach **Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 2 S. 6** hat der Anbieter in diesem Fall das entsprechende Zertifikat unverzüglich nachzureichen, sobald eine akkreditierte Zertifizierungsstelle existiert. So wird sichergestellt, dass die Momentanreserve tatsächlich erbracht werden kann, die Einheit die verbindlichen technischen Anforderungen sowie die Anforderungen an die Nachweiserbringung einhält und alle Anbieter dieselben Anforderungen erfüllen.

Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 2 S. 7 untersagt eine Änderung der Anlaufzeitkonstante während des Erbringungszeitraums. Hiermit wird klargestellt, dass Anbieter die Anlaufzeitkonstante nicht ändern dürfen, denn dies hätte Auswirkungen auf die Menge der kontrahierten Momentanreserve.

Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 3 regelt, in welcher Netzebene Einheiten angeschlossen sein dürfen, um über die marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve eine Vergütung erhalten zu können.

Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 3 lit. a S. 1 besagt, dass der Netzanschluss in der Netzebene Hochspannung/Mittelspannung (HS/MS) und in höheren Netzebenen liegen darf. In diesen Netzebenen sind Einheiten angeschlossen, welche sich für die Kontrahierung zur Momentanreserveverbringung sehr gut eignen. Sie verfügen über genügende Leistungsmengen, sobald sie für Momentanreserve ertüchtigt wurden. Zudem sind diese Netzebenen bereits heute beobacht- und i.d.R. fernsteuerbar, so dass die Implementierung netzbildender Technik netztechnisch umgesetzt werden kann.

Nach **Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 3 lit. a S. 2** darf der Netzanschluss auch in der Niederspannungsebene (NS), der Umspannebene Mittelspannung/Niederspannung (MS/NS) oder der Mittelspannungsebene (MS) liegen, wenn der Anschlussnetzbetreiber einer Kontrahierung für Momentanreserve ausdrücklich zugestimmt hat.

Nach dem zuerst konsultierten Beschaffungskonzept durften unterhalb der Mittelspannungsebene angeschlossene Einheiten nicht an der marktgestützten Beschaffung teilnehmen. Prof. Dr.-Ing. Oliver Brückl von der OTH Regensburg forderte hierzu eine nachvollziehbare Begründung für den Ausschluss (vor allem für Netzebene 6 = Umspannung MS/NS) und eine Ergänzung, dass dieser Ausschluss nicht für immer gelten müsse. Die Beschränkung auf die Ebenen ab der Mittelspannung verhindere womöglich innovative Entwicklungen auch in den Netzebenen 6 und 7 (NS).

Gegen die Teilnahme von an der Mittelspannungsebene angeschlossenen Einheiten war von BDEW in der ersten Marktkonsultation eingewandt worden, es bestünden Risiken für die Netz- und Versorgungssicherheit, wenn betroffene VNB im Bedarfsfall keine Vorkehrungen für die Machbarkeit der

Momentanreserveerbringung treffen könnten. Daher müsse es ein Veto-Recht für den Anschlussnetzbetreiber geben. E.ON-VNB allerdings sind der Auffassung, ein Veto-Recht sei unpraktikabel, weil die Anzahl der Einheiten zu groß sein werde und der VNB jedes Mal bürokratisch eine Einzelfallbegründung für den Ausschluss liefern müsse. An anderer Stelle in ihrer Stellungnahme wiederum fordern E.ON-VNB ausdrücklich ein Veto-Recht für die VNB, wenn es darum geht, die Wirksamkeit der Momentanreserveerbringung der Einheit auf das Netz der allgemeinen Versorgung sicherzustellen. Insoweit erscheint die Stellungnahme der E.ON-VNB bereits in sich widersprüchlich. Auch vom VDE FNN wurde in der ersten Marktkonsultation zu Bedenken gegeben, dass die Bereitstellung von Momentanreserve in der Mittelspannungsebene bislang nicht ausreichend quantifizierte Risiken hinsichtlich ungewollter Inselnetzbildung sowie Reglerinstabilität (LeistungsPendelungen, Spannungsstabilität) berge und dieses Risiko mit der Anzahl und Leistung der angeschlossenen Momentanreserveerbringer steige. Daher müsse die Beschaffung vorbehaltlich einer Zustimmung des VNB erfolgen. Auch müsse die Einheit mess- und fernwirktechnisch an das Netzleitsystem des Anschlussnetzbetreibers angebunden sein. Im Falle netzgefährdender Betriebszustände solle der Anschlussnetzbetreiber das Recht zur unverzüglichen Abschaltung der Anlage bis zur Behebung der Ursache haben, wobei dem Anlagenbetreiber eine Mitwirkungspflicht obliegen solle. E.ON-VNB wollten die in der Mittelspannungsebene angeschlossenen Einheiten von der marktgestützten Beschaffung ausschließen, da die Schutzkonzepte dieser Spannungsebene grundsätzlich nicht für einen Beitrag zur Momentanreserve ausgelegt seien. Bei bestimmten Fallkonstellationen entstünden erhebliche Risiken für die Versorgungssicherheit und Schäden an Netzbetriebsmitteln. Die Technikfolgenabschätzung für diese Ebene sei noch nicht abgeschlossen. Es existiere kein Beleg für die lokale Stabilität netzbildender Anlagen in der Peripherie der Mittelspannung über die Vielzahl der betrieblichen Situationen, sehr wohl aber ein Anfangsverdacht für einen möglichen Verlust der Stabilität aus der Forschung. Zudem seien bislang keine geeigneten Anforderungen und Nachweise zur Gewährleistung der Stabilität erstellt worden. Eine ungewollte Inselnetzbildung auf Mittelspannungs-Abgangsebene werde durch entsprechende Anlagen in der Mittelspannung begünstigt. Dies konterkarriere eine automatische Wiedereinschaltung und es könne zu asynchronen Zuschaltungen kommen, was die Versorgungszuverlässigkeit reduziere. Es könne auch zu Sachschäden führen. Die Erbringung der Momentanreserve aus dieser Netzebene unter Berücksichtigung der Folgekosten zur Beherrschung (z.B. Mitnahmeschaltungen, Synchro-Check-Geräte je Leistungsschalter, zusätzliche Entstörungen etc.) lasse sich bei der Vielzahl der Einheiten in der MS-Ebene nicht zeitgerecht realisieren. Die Festlegung würde die zeitliche Lücke bis zum Inkrafttreten der RfG-VO schließen sollen, die die Mittelspannung ebenfalls nicht im Hauptfokus habe. Insofern bestehe kein Bedarf, sie mit der Festlegung zu erfassen. Die Anzahl der tatsächlich bietenden Einheiten in der MS-Ebene sei zudem nicht zuverlässig prognostizierbar. Bei hinreichendem Anreiz könnten durch zehn- bis hunderttausende Einheiten erhebliche Zusatzkosten auf Netzseite entstehen, insbesondere für kleinere Nennleistungen, für die jeweils gleiche Fixkosten je Netzanschlusspunkt im Vergleich zu größeren Einheiten entstünden. Es sei ein

guter und erster Schritt, mit der Festlegung zunächst die Hochspannung und die Umspannebene HS/MS zu erfassen. Nach ersten Betriebserfahrungen sei eine Erweiterung später jederzeit problemlos möglich. Die Zahl der betroffenen Netzbetreiber bleibe durch den Ausschluss der MS-Ebene zunächst überschaubar, was die Komplexität reduziere und die Umsetzung deutlich schneller mache. Sollten mit der Festlegung einzelne Pilotregionen in der MS-Ebene ermöglicht werden, um ggf. später die Festlegung auf diese Netzebene zu erweitern, sei eine Beschreibung/ Option für Pilotregionen im Text aufzunehmen.

In der zweiten Marktkonsultation wurde sodann eine Fassung konsultiert, wonach ab 2027 auch Einheiten, die in der Niederspannungsebene, der Umspannebene Mittelspannung/Niederspannung oder der Mittelspannungsebene angeschlossen sind, vom ÜNB für Momentanreserve kontrahiert werden konnten, wenn der Anschlussnetzbetreiber über die Angebotsabgabe vom Anbieter informiert wurde und einer Bereitstellung von Momentanreserve nicht innerhalb einer Frist von sechs Wochen nach dieser Information unter Angabe der Gründe widersprochen hat. Diese Vorgabe entstand unter anderem auf ausdrücklichen Wunsch des BVES in der ersten Marktkonsultation, einen Zeithorizont anzugeben, bis wann das Momentanreserveprodukt auch auf NS und MS/NS angeboten werden könne. BVES argumentierte, der Ausschluss der niederen Spannungsebenen verschließe enormes Potential von PV-Batteriewechselrichtern und an die Mittelspannungsebene angeschlossenen Großbatterien. Bereits heute werde Momentanreserve im Ausland (Australien) auch von virtuellen Batteriekraftwerken aus der Niederspannung heraus erbracht. Der Verweis auf die unerwünschte Inselnetzbildung sei legitim für 2024, solle jedoch mindestens mit einem Zeithorizont erweitert werden, ab wann die nötigen Maßnahmen ergriffen werden sollten, dies zu vermeiden. BVES schlug dazu das Jahr 2026 vor.

E.ON-VNB begrüßten zwar die Einführung einer expliziten Zustimmung für die MS-Ebene (Opt-In-Regelung). Die Spannungsebenen MS und NS seien jedoch hierauf nicht ausgelegt. Ein Anschluss von Synchrongeneratoren sei bisher die absolute Ausnahme gewesen. Mit dem konsultierten Vorschlag würden kritische Risiken für den Netzbetrieb eingegangen. Die MS-Ebene bilde hierbei einen Grenzfall. E.ON-VNB sahen es als vertretbar an, die Opt-In-Regelung bezogen auf die Mittelspannungsebene beizubehalten, um erste Erfahrungen bei der Integration netzbildender Umrichter zu sammeln. Jedoch seien die Spannungsebenen MS/NS und niedriger von der Festlegung auszuschließen. Es sei bislang noch nicht absehbar, wie die Bereitstellung von Momentanreserve unter Wahrung eines sicheren Verteilnetzbetriebes technisch realisiert werden könne. Umrichter mit netzbildenden Eigenschaften würden durch Fehler entstandene Teilsysteme im Übertragungsnetz stabilisieren. Dieses grundsätzlich erwünschte Verhalten führe jedoch in unteren Spannungsebenen dazu, dass kleinere Netzteile stabilisiert würden und von den Einheiten selbst aktiv weiter betrieben würden, obwohl

diese Teilnetze eigentlich abgeschaltet wurden und damit einen sicheren, spannungslosen Aus-Zustand aufweisen sollten. Netzbildende Umrichter verstärkten das seit längerem bekannte Problem des Weiterbetriebs ungewollter Teilnetze deutlich, denn hierdurch stelle sich ein nicht definierter und vom VNB nicht beeinflussbarer Netzzustand ein. Sei der Netzbereich unbeobachtet, könne dieser unzulässige Zustand sogar unbemerkt über eine längere Zeit bestehen. Auch der FNN-Hinweis werde nicht mit Blick auf die Niederspannungsebene erstellt. Die im Auftrag der Westenergie AG erstellte wissenschaftliche Studie der RWTH Aachen vom 22.04.2024 „Einfluss netzbildender Umrichter auf die ungewollte Inselnetzbildung in Verteilnetzen“³⁴ habe gezeigt, dass in der Niederspannung bereits bei geringeren Durchdringungsgraden mit netzbildenden Umrichtern die bestehenden Maßnahmen zur Verhinderung solcher Inselnetze ausgehebelt würden. Auf Niederspannungsebene stellten unerkannte, ungewollte Teilnetze zusätzlich eine ernstzunehmende Gefahr für Endkunden (elektrotechnische Laien) dar. Da die Inselnetzerkennung noch Stand der Forschung sei, gebe es keine etablierte und erprobte Maßnahme, um dieser Gefahr zu begegnen. Denkbar seien – mit ausdrücklicher Zustimmung des VNB – Pilotanwendungen netzbildender Umrichter mit Anschluss in der Mittelspannungsebene, um unter kontrollierten Bedingungen Erfahrungen im Realbetrieb zu sammeln und gleichzeitig die Risiken für den sicheren Verteilnetzbetrieb handhabbar zu halten.

VDE FNN und EWE Netz wünschten in der zweiten Marktkonsultation, die Öffnung des Beschaffungskonzepts für Einheiten mit Anschluss in den Netzebenen MS/NS und NS zu überprüfen. Der FNN-Hinweis beinhalte aktuell keine Anforderungen an netzbildende Anlagen mit Anschluss an diese Netzebenen sowie – laut EWE Netz – an die Mittelspannungsebene. Der VDE FNN meint, dadurch würde zum aktuellen Zeitpunkt physikalischen Eigenschaften (wie z.B. dem X/R-Verhältnis) dieser Netzebenen durch die definierten Anforderungen nicht Rechnung getragen. Gleiches gelte für die Erkennung ungewollter Inselnetze in der Niederspannung. Derzeit würden für netzbildende Anlagen im FNN-Hinweis weder Anforderungen an die Erkennung ungewollter Inselnetze in der Niederspannung gestellt, noch entsprechende Nachweise gefordert. Darüber hinaus existierten gegenwärtig weder Prüfverfahren für die Erbringung dieses Nachweises, noch sei dies grundsätzlich Stand der Technik. Es sei zu hinterfragen, ob ein solches Prüfverfahren innerhalb des im Beschaffungskonzept vorgegebenen Zeitrahmens existieren werde. EWE Netz trägt vor, wesentliche Fragestellungen zur Systemintegration netzbildender Einheiten in die Verteilnetzebene seien ungeklärt. Erste Untersuchungen hätten gezeigt, dass die bislang üblichen Verfahren zur Erkennung ungewollter Inselnetze durch das spannungseinprägende und frequenzstabilisierende Verhalten netzbildender Einheiten unterwandert würden. Alternative Verfahren seien bisher nicht bekannt bzw. hinreichend getestet. Gleiches gelte für das Stabilitätsverhalten einer Vielzahl von netzbildenden Einheiten im Verteilnetz. Da dieses wesentlich von der Höhe der Koppelimpedanzen zwischen den Einheiten abhängt, erscheine das

³⁴ Online abrufbar unter <https://publications.rwth-aachen.de/record/985500/files/985500.pdf>

Risiko für Leistungspendelungen bis hin zu ungedämpften Oszillationen im Niederspannungsnetz am höchsten. Es bestehe deshalb dringender F&E-Bedarf zur Identifikation geeigneter Anforderungen und Prüfkriterien für netzbildende Einheiten. Dem sei u.a. in der Roadmap Systemstabilität des BMWK Rechnung getragen worden. Erschwerend komme für VNB hinzu, dass eine adäquate Stabilitätsanalyse vor Inbetriebnahme im Niederspannungsnetz praktisch nicht umsetzbar sei, da es sich hier zunehmend um ein Massengeschäft handle. Die für einen sicheren Betrieb von netzbildenden Einheiten erforderliche Beobachtbarkeit sei im Niederspannungsnetz bislang ebenfalls nicht gegeben. Bis zum Abschluss der notwendigen F&E-Aktivitäten (Simulationsuntersuchungen sowie Labor- und Feldtests) und der darauf basierenden Weiterentwicklung der technischen Anschlussbedingungen sollten deshalb die Netzebenen MS/NS und NS vom Beschaffungskonzept ausgenommen werden.

Nach der zweiten Marktkonsultation wurde die Vorschrift auf die nunmehr festgelegte Form angepasst, so dass auch Einheiten in den unteren Spannungsebenen kontrahiert werden können, wenn der Anschlussnetzbetreiber ausdrücklich zugestimmt hat.

Die Beschlusskammer hat sich nach Abwägung aller Vor- und Nachteile dafür entschlossen, den in den Netzebenen NS, MS/NS und MS angeschlossenen Einheiten eine Teilnahme an der marktgestützten Beschaffung zu erlauben, sofern der Anschlussnetzbetreiber ausdrücklich zugestimmt hat. Dieses Ergebnis basiert auf folgenden Erwägungen:

Einen grundsätzlichen Ausschluss der unteren Spannungsebene während der Geltungsdauer der gegenständlichen Festlegung hält die Beschlusskammer nicht für gerechtfertigt, da hierdurch dringend benötigte Momentanreservepotentiale verloren gingen. Die Beschlusskammer teilt jedoch das Verständnis, dass die Netzebenen unterhalb der Umspannebene HS/MS derzeit im Regelfall weder beobachtbar noch fernsteuerbar sind. Heutzutage befinden sich in diesen Spannungsebenen vorwiegend *netzfolgende* Umrichter, welche eine externe Vorgabe von Spannung- und Frequenz benötigen³⁵. Grundsätzlich kann es zu einer ungewollten Inselnetzbildung nur dann kommen, wenn Erzeugung und Verbrauch im Teilnetz annähernd ausgeglichen sind. Sofern netzfolgende Umrichter in einem potenziellen Inselnetz verbaut sind, benötigen diese eine externe Stabilisierung der Frequenz, um dauerhaft ein stabiles Inselnetz betreiben zu können. Die Bildung ungewollter Inselnetze in den unteren Netzebenen wird heutzutage dadurch verhindert, dass aktuell existierende netzfolgende Erzeugungseinheiten jedenfalls in der Niederspannungsebene durch die TAR verpflichtet sind, mittels Inselnetzerkennungsverfahren die fehlende Spannungsvorgabe durch das Netz zu detektieren und

³⁵ Hierzu und zum Folgenden: Wissenschaftliche Studie der RWTH Aachen im Auftrag der Westenergie AG „Einfluss netzbildender Umrichter auf die ungewollte Inselnetzbildung in Verteilnetzen“ vom 22.04.2024, S. 1f., online abrufbar unter <https://publications.rwth-aachen.de/record/985500/files/985500.pdf>.

sich abzuschalten. In der Mittelspannungsebene müssen Inselnetzerkennungsverfahren nur dann implementiert sein, wenn dies vom Netzbetreiber gefordert wird. Bei Vorhandensein netzbildender Einheiten ist nach den Ergebnissen der von E.ON-VNB zitierten wissenschaftlichen Studie der RWTH Aachen davon auszugehen, dass das Funktionsprinzip einiger dieser Inselnetzerkennungsverfahren nicht mehr anwendbar ist und eine Abschaltung von Netzsegmenten nicht mehr uneingeschränkt möglich ist.³⁶ Die Studie hat verschiedene Inselnetzerkennungsverfahren betrachtet und ermittelt, dass bei Anschluss netzbildender Umrichter in den Spannungsebenen NS und MS allerdings auch heutzutage unter Nutzung der bekannten Inselnetzerkennungsverfahren die Gefahr einer ungewollten Inselnetzbildung nur unter den folgenden Voraussetzungen besteht:

1. Es liegt eine annähernd ausgeglichene Erzeugungs- und Verbrauchssituation im Inselnetz vor.³⁷
2. Die netzbildende Leistung im Teilnetz muss im Vergleich zur netzfolgenden Leistung eine gewisse Schwelle überschritten haben.
3. Die Höhe dieser Schwelle wird durch das jeweilige Inselnetzerkennungsverfahren, dessen Stärke sowie die Leistungsregelung der Umrichter determiniert.

Grundsätzlich gilt, dass eine schnelle Leistungsregelung zu schlechteren Ergebnissen führt, da sich die netzfolgenden Anlagen schneller an neue Gegebenheiten anpassen und dazu beitragen, einen stabilen Arbeitspunkt zu finden. Dadurch wird ein Zusammenbruch des (Insel-)Netzes eher verhindert. Je nach Auswahl und Parametrierung des Inselnetzerkennungsverfahrens im untersuchten Szenario kann bei einem maximalen Anteil netzbildender Einheiten an der Gesamtleistung zwischen 10 % und 35 % ein Inselnetz sicher erkannt werden.³⁸ Die Studie zeigt nach Auffassung der Beschlusskammer damit ebenso, dass auch bei Zugrundelegung der heutigen Inselnetzerkennungsverfahren und einer gewissen Durchdringung der MS- und NS-Ebene mit netzbildenden Einheiten kein stabiles Inselnetz gebildet werden kann.

Eine grundsätzliche Einschätzung, in welchem Verteilernetz netzbildende Umrichter bis zu welcher Durchdringung ermöglicht werden können, liegt im Verantwortungsbereich des jeweiligen Netzbetreibers. Dieser kann die Gefahr einer ungewollten Inselnetzbildung durch Momentanreserve erbringende netzbildende Umrichter am besten einschätzen. Er muss daher der Erbringung von Momentanreserve explizit zustimmen. Ein pauschaler Ausschluss der Netzebenen NS, MS/NS und MS von der Erbringung von Momentanreserve ist durch das Zustimmungserfordernis nicht erforderlich.

Die von den Konsultationsteilnehmern im Hinblick auf die MS-Ebene angeführten hohen Folgekosten zur Beherrschung ungewollter Inselnetzbildung (z.B. Mitnahmeschaltungen, Synchro-Check-Geräte je Leistungsschalter, zusätzliche Entstörungen etc.) dürften durch den Zustimmungsvorbehalt des

³⁶ ebenda, Kurzfassung, online abrufbar unter <https://publications.rwth-aachen.de/record/985500/files/985500.pdf>.

³⁷ ebenda, Zusammenfassung, online abrufbar unter <https://publications.rwth-aachen.de/record/985500/files/985500.pdf>.

³⁸ ebenda, S. 19-23.

Anschlussnetzbetreibers begrenzt werden und sind im Übrigen in Kauf zu nehmen, da vor dem Hintergrund des hohen Momentanreservebedarfs auch Momentanreservepotentiale in den unteren Spannungsebenen erschlossen werden müssen. Dementsprechend adressiert auch der FNN-Hinweis die Mittelspannungsebene. Dem Vorbringen des administrativen Aufwands dagegen ist zwar zuzugeben, dass durch die Öffnung des Beschaffungskonzeptes für alle Spannungsebenen alle Netzbetreiber betroffen sein können. Der Bürokratieaufwand für die „Einzelfallbegründung für den Ausschluss“ ist jedoch gering, da der Anschlussnetzbetreiber nicht „begründet widersprechen“, sondern zustimmen muss. Dies reduziert die Komplexität und beschleunigt die Umsetzung. Soweit die Konsultationsteilnehmer in den unteren Netzebenen einen „run“ auf die Momentanreserve befürchten, würde dies die Absicherung des Netzes durch Momentanreserveerbringer erhöhen und liegt im Allgemeininteresse der Netz- und Versorgungssicherheit. Der Bürokratieaufwand ist durch das begründungslose Zustimmungserfordernis gering und hat gegenüber den Vorteilen der Momentanreserveerbringung aus unteren Netzebenen zurückzutreten.

Insgesamt erkennt die Beschlusskammer keinen überzeugenden Grund, die in diesen Netzebenen angeschlossenen Einheiten per se von der marktgestützten Beschaffung auszuschließen. Der Gefahr für die Netzsicherheit ist durch das Zustimmungserfordernis des Anschlussnetzbetreibers Rechnung getragen. Befürchtet dieser eine ungewollte Inselnetzbildung oder andere Risiken, kann (und muss) er die Zustimmung verweigern. Soweit vorgebracht wird, dass noch keine Nachweisverfahren existierten, mittels derer die Inselnetzerkennung zertifiziert werden könne und die Nachweisverfahren nach dem FNN-Hinweis insgesamt (noch) nicht auf die in Rede stehende(n) Spannungsebene(n) anwendbar seien, erwartet die Beschlusskammer, dass während der Geltungsdauer der gegenständlichen Festlegung Inselnetzerkennungsverfahren auch für netzbildende Einheiten geschaffen und zertifiziert werden, so dass die Gefahr unkontrollierter Betriebs- und Netzzustände nicht mehr bestünde. Auch dieser Gesichtspunkt spricht dafür, die Netzebenen NS, NS/MS und MS nicht pauschal von der Momentanreserveerbringung auszuschließen. Da das Beschaffungskonzept nicht zum Netzanschluss von Einheiten, die über kein wirksames Inselnetzerkennungsverfahren verfügen, verpflichtet, besteht insoweit kein Risiko einer ungewollten Inselnetzbildung. In der Gesamtschau ist die Teilnahmemöglichkeit von Einheiten in den unteren Netzebenen bei Zustimmung des Netzbetreibers eine alle Interessen vereinbarende Regelung.

Das Argument, die Festlegung solle „nur die zeitliche Lücke bis zum Inkrafttreten der RfG-VO schließen“, ist überdies schon um Grundsatz unzutreffend. Rechtlich zwingende Vorgaben hinsichtlich der technischen Mindestanforderungen für einen Netzanschluss aus der RfG-VO bzw. den TAR stehen – wie bereits erläutert – neben der marktgestützten Beschaffung nach § 12h EnWG. Die Anwendungsbereiche hinsichtlich der Spannungsebenen können sich unterscheiden – zumal § 12h EnWG

grundsätzlich alle Spannungsebenen erfasst und Ausnahmen nur unter engen Voraussetzungen zulässt.

Soweit VDE FNN eine zwingende mess- und fernwirktechnische Anbindung an das Netzleitsystem des VNB sowie ein Recht zur unverzüglichen Abschaltung und eine Mitwirkungspflicht des Anlagenbetreibers gefordert hat, sind diese Inhalte nicht Gegenstand des Beschaffungskonzepts, da sie das Rechtsverhältnis zwischen VNB und Anlagenbetreiber betreffen und nicht das vorliegend geregelte Verhältnis zwischen beschaffendem ÜNB und Anbieter.

Eine Beschreibung/Option für Pilotregionen im Beschaffungskonzept – wie teils in den Konsultationen gefordert – bedurfte es nicht, da schon kein grundsätzliches Regelungsbedürfnis erkennbar ist: Netzbetreiber können grundsätzlich eigenständig und jederzeitig Pilotregionen bilden, um Erfahrungen mit der Systemintegration netzbildender Umrichter zu sammeln.

Dass nicht – wie vom BVES gewünscht – 2026 als Zeithorizont für Maßnahmen zur Vermeidung der ungewollten Inselnetzbildung in das Beschaffungskonzept aufgenommen wurde, ist dem Umstand geschuldet, dass noch nicht feststeht, ab wann netzbildende Umrichter in die unteren Spannungsebenen integriert werden können. Zum jetzigen Zeitpunkt erscheint 2026 jedenfalls als zu ambitioniert für eine bedingungslose Teilnahme netzbildender Umrichter an der marktgestützten Beschaffung. Die jetzige Regelung ermöglicht den Netzbetreibern, diesbezügliche Erfahrungen (auch durch Pilotregionen) zu sammeln und erste Momentanreserveerbringer in den unteren Spannungsebenen anzuschließen. Sie steht auch in Einklang mit der Roadmap Systemstabilität des BMWK, nach der bis 2026 in der HS und HS/MS, bis 2029 in der MS und bis 2033 in der NS netzbildende Eigenschaften (auch in Bezug auf Kurzschlussleistung und weitere Maßnahmen zur Systemstabilität) ermöglicht werden sollen.³⁹ Dabei soll „ein großes Anbieterfeld erschlossen und der Beitrag aller Netznutzer ermöglicht werden“.⁴⁰ Dazu heißt es ausdrücklich „Bei der Ausgestaltung der Beschaffungssysteme (BNetzA) und technischen Mindestanforderungen (VDE FNN) ist es wichtig, dass grundsätzlich möglichst viele Netznutzer miteinbezogen werden, sofern diese einen effizienten Beitrag leisten können. Die Prozesszeit orientiert sich an den internationalen Anpassungen von Netzanschlussregeln und der nachgelagerten nationalen Umsetzung sowie der Erarbeitungsdauer von marktlichen Beschaffungskonzepten.“⁴¹ Die Roadmap verbietet an keiner Stelle eine schnellere Implementierung netzbildender Eigenschaften – erst Recht nicht, wenn alle Beteiligten freiwillig agieren.

³⁹ Roadmap Systemstabilität, Stand November 2023, Kapitel 5.21. sowie Prozesse V8 und V9, online abrufbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20231204-roadmap-systemstabilitaet.pdf>.

⁴⁰ ebenda, Prozess V8, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20231204-roadmap-systemstabilitaet.pdf>.

⁴¹ ebenda, Prozess V8, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20231204-roadmap-systemstabilitaet.pdf>.

BDEW und E.ON-VNB fordern, dass der beschaffende ÜNB dem jeweiligen Anschlussnetzbetreiber die für die Erbringung von Momentanreserve kontrahierten Einheiten nennen solle und dabei mindestens den Erbringungszeitraum und die Produktart mit zugehörigen Parametern wie Anlaufzeitkonstante usw. angeben soll. Der Anschlussnetzbetreiber müsse die Situation im Betrieb gezielt beobachten können, um bei Bedarf Abhilfemaßnahmen für resultierende Nebenwirkungen usw. zu treffen. Der Anschlussnetzbetreiber erhält diese Kenntnis über die Zustimmungspflicht.

Soweit gefordert wurde, dass künftig die Aggregation von Momentanreserve aus verteilten Anlagen möglich sein solle, ist eine Aggregation von Einheiten in derselben Beschaffungsregion gem. Abschnitt A.VIII., B.VIII. bereits möglich.

STEAG möchte, dass eine differenzierte Betrachtung der Leistungshöhe und der Spannungsebene ermöglicht wird, denn hierdurch könnten die Präqualifikationskriterien für Anbieter von Premium- und Basisprodukten deutlich geeigneter werden. Zentralisierte, großflächige Batterie-Energiespeichersysteme im Hochspannungsbereich hätten eine größere Kapazität, um im Falle von Netzstörungen Momentanreserve bereitzustellen. Daher sollten sie auch finanziell höhere Anreize erhalten. Dezentrale Anbieter im Niederspannungsbereich könnten das nicht vergleichbar. Diesem Anliegen trägt das Beschaffungskonzept Rechnung. Denn die Vergütung hängt von der Höhe der angebotenen Momentanreserve ab. Einheiten, die aufgrund ihrer Nennwirkleistung und Anlaufzeitkonstante viel Momentanreserve bereitstellen, werden entsprechend höher vergütet als Einheiten, die nur wenig Momentanreserve bereitstellen.

Nach **Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 3 lit. b** dürfen sowohl Einheiten innerhalb von Kundenanlagen nach § 3 Nr. 24a/24b EnWG als auch innerhalb von geschlossenen Verteilernetzen gemäß § 110 Abs. 2 EnWG, die mit dem Elektrizitätsversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung verbunden sind, angeboten werden. Dies dient der Beanreizung von Momentanreserve in Netzen, die nicht Bestandteil des Elektrizitätsversorgungsnetzes der allgemeinen Versorgung sind. Auch die innerhalb von Kundenanlagen und geschlossenen Verteilernetzen angeschlossenen Einheiten können zur Dämpfung der Frequenzänderung und somit zur Bedarfsdeckung von Momentanreserve beitragen. Rein vorsorglich wird in diesem Zusammenhang darauf hingewiesen, dass sich aus dem Urteil des EuGH vom 28.11.2024 (Az. C-293/23), welches die Zulässigkeit nationaler Ausnahmen für Kundenanlagen betrifft, im vorliegenden Kontext nichts anderes ergibt. Hier soll gerade eine Gleichbehandlung von Einheiten in Kundenanlagen mit denen in regulären Verteilernetzen erfolgen.

Der BVES möchte eine Ergänzung von Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 3 dahingehend, dass die zur Momentanreserveerbringung notwendige Überdimensionierung einzelner technischer Komponenten (z.B. Wechselrichter von Batteriespeichern) keine Auswirkungen auf die Auslegungsparameter während des Netzanschlussverfahrens haben dürfe (Einspeiseleistung, Ausspeiseleistung, BKZ-Berechnung).

Erfordere die Momentanreserveerbringung eine technische Überdimensionierung, dürften diese technischen Spezifikationen nicht als Grundlage für die Genehmigung einer Anlage herangezogen werden. Hierzu ist zu erwidern, dass Regelungen betreffend das Genehmigungs- bzw. Netzanschlussverfahren nicht von der Ermächtigungsgrundlage des § 12h EnWG umfasst und daher nicht im Beschaffungskonzept enthalten sind.

Soweit E.ON-VNB fordern, es müsse für teilnehmende neue Anlagen oder nachgerüstete Bestandsanlagen je Netzanschlusspunkt ein geeigneter Nachweis der Einhaltung der aktuellen Regeln der Technik, der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme gültigen Regeln der Technik oder der Unschädlichkeit des Betriebs mit abweichendem Verhalten auf Anlagenebene erfolgen (z.B. Anlagenzertifikat nach FGW unter Einbezug des neuartigen Einheitenverhaltens), ist zu sagen, dass das Beschaffungskonzept nur die Nachweispflichten im Verhältnis vom Anbieter zum beschaffenden ÜNB regeln kann. Die Voraussetzungen und die Nachweisführung zum Betrieb der Einheit sind vom VDE FNN bzw. in den Netzanschlussverträgen zu regeln. Das Verhältnis zwischen TAR und FNN-Hinweis wird in Kapitel 2 des Hinweises beschrieben.

Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 4 nennt technische Anforderungen, die momentanreserveerbringende Einheiten einhalten müssen. Ist die Wirksamkeit der Erbringung von Momentanreserve durch die Einheit auf das Netz der allgemeinen Versorgung nicht sichergestellt, kann der beschaffende ÜNB die Einheit gemäß **Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 4 S. 1** von der Beschaffung ausschließen. Diese Vorgabe dient dazu, über die marktgestützte Beschaffung nur solche Einheiten zu kontrahieren, die die Netzfrequenz tatsächlich stützen können. Für die Wirksamkeit einer Einheit auf das Netz der allgemeinen Versorgung sind der Netzanschlusspunkt und – bei geschlossenen Verteilnetzen (Industriernetzen) – die Konfiguration innerhalb des geschlossenen Verteilnetzes relevant. Zur Konfiguration eines geschlossenen Verteilnetzes liegen dem ÜNB in der Regel keine Informationen vor. Hier besteht ggf. ein erhöhter Nachweisbedarf, um die Wirksamkeit auf das Netz der allgemeinen Versorgung sicherzustellen. Zum Beispiel können insbesondere zwischengeschaltete leistungselektronische Umrichter mit Gleichstromzwischenkreis der beabsichtigten Wirkung auf das Netz der öffentlichen Versorgung entgegenstehen. Klarzustellen ist, dass eine temporäre Unwirksamkeit aufgrund einer vorübergehenden Trennung der Einheit vom Netz der öffentlichen Versorgung – etwa, weil sich Kundennetze (z.B. Industrienetze) im Inselbetrieb befinden – in der Regel eine Kontrahierung nicht ausschließt, sondern bei der Verfügbarkeit/Vergütung berücksichtigt werden kann. Allerdings kann eine Wirksamkeit verneint werden, wenn die Einheit für den bedarfsdimensionierenden Fall keine Momentanreserve für das Netz der allgemeinen Versorgung erbringen kann – etwa, weil sich bestimmte Industrienetze bei Großstörungen vom Netz der allgemeinen Versorgung abkoppeln.

In der ersten Marktkonsultation wurde von BDEW und Ørsted Germany vorgebracht, jeder ÜNB habe die Pflicht, alle notwendigen Voraussetzungen zu schaffen, damit Anbieter Momentanreserve in einer

Beschaffungsregion bereitstellen könnten. Dies beinhalte insbesondere, per Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung-(HGÜ)-Leitung angeschlossenen Offshore-Windparks die Bereitstellung von Momentanreserve zu ermöglichen. Deren hohes Momentanreservepotential müsse unbedingt erschlossen werden. Außerdem sei ein Ausschluss diskriminierend, siehe auch Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023, zweiter Entwurf - Bewertung der Systemstabilität, Kapitel 4.4.3⁴². Ørsted befürchtet, dass es sich bei der Regelung in Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 4 um ein Einfallstor für Willkür durch den ÜNB handele. Dem ist zu entgegnen, dass nach dem Verständnis der Beschlusskammer derzeit nur solche Einheiten Momentanreserve erbringen können, die unmittelbar an das 50-Hz-(Wechselstrom)-Netz angeschlossen sind. Denn eine Frequenzänderung muss die Einheit unmittelbar betreffen, damit sie dieser mit ihrer Momentanreserve entgegenwirken kann. Durch Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 4 werden insbesondere Einheiten ausgeschlossen, bei denen sich zwischen der Einheit und dem Netz der öffentlichen Versorgung eine Gleichstromverbindung befindet. Hiervon betroffen ist insbesondere die Bereitstellung von Momentanreserve (positiv und negativ) aus Offshore-Windparks. Für eine Erbringung von Momentanreserve der über HGÜ angeschlossenen Offshore-Windparks müsste das HGÜ-System über netzbildende Eigenschaften verfügen und die Regelungskonzepte der Windenergieanlagen und des HGÜ-Systems müssten aufeinander abgestimmt sein. Über eine Gleichstromverbindung können derzeit keine Frequenzänderungen aus dem (landseitigen) Wechselstromnetz zu (seeseitigen) Einheiten übertragen werden, was die Momentanreserveerbringung als frequenzabhängige Systemdienstleistung bislang ausschließt. Aus diesen Gründen kann noch keine grundsätzliche Teilnahmemöglichkeit an der marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve für Offshore-Windparks statuiert werden. Um das Marktpotential von Offshore-Windparks zu nutzen, erscheint die Einbindung von über HGÜ angeschlossenen Einheiten bei technischer Machbarkeit aber aus Sicht der Beschlusskammer sinnvoll. Ein grundsätzlicher Ausschluss von per HGÜ-Leitung angeschlossenen Offshore-Windparks ist im Beschaffungskonzept daher nicht vorgesehen: Sofern es künftig Möglichkeiten gibt, die eine Weitergabe von Frequenzabweichungen und entsprechenden Reaktionen auch über ein Gleichstromkabel (HGÜ-Leitung) ermöglichen, steht diesen Systemen die Momentanreserveerbringung grundsätzlich offen. Hierzu existieren nach Kenntnis der Beschlusskammer bisher lediglich erste Konzeptideen, die noch weiterentwickelt und im Rahmen von Pilotprojekten erprobt werden müssen.

E.ON-VNB möchten, dass der Anschlussnetzbetreiber eine Einheit von der Beschaffung ausschließen kann, wenn der sichere Betrieb seines Netzes bei Erbringung von Momentanreserve durch die Einheit nicht gewährleistet sei. Es bestünden Risiken für die Netz- und Versorgungssicherheit, wenn er im Bedarfsfall keine Vorkehrungen für die Machbarkeit der Momentanreserveerbringung treffen

⁴² Abruflbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-09/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Systemstabilitaet_0.pdf.

[https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-09/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Systemstabilitaet_0.pdf)

könne. Allerdings liegt es in der Zuständigkeit der VNB, unabhängig von der marktgestützten Beschaffung netzsicherheitstechnische Bedenken im Rahmen des Netzanschlussverfahrens zu überprüfen. Im Übrigen kann der Anschlussnetzbetreiber in den Spannungsebenen unterhalb der HS/MS-Ebene seine Zustimmung verweigern. Auf die Ausführungen zu Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 3 lit. a S. 2 wird verwiesen.

Enercon wünscht eine Ausnahme bei Nichterbringung von Momentanreserve aufgrund von Vorbelastungen durch Netzstörungen innerhalb der vorausgegangenen 60 Minuten. Es müsse beschrieben werden, wie damit umzugehen ist, wenn Ereignisse zeitlich kurz hintereinander folgen, die Momentanreserveerbringung und FRT-Verhalten (= keine Netztrennung bei schnellen Frequenzänderungen) nötig machen. Beide beeinflussen sich gegenseitig. Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 4 betrifft allerdings die grundsätzliche Vergütungsfähigkeit über die marktgestützte Beschaffung. Soweit eine Einheit aufgrund vorausgegangener Fehlerereignisse zeitweise keine Momentanreserve erbringen kann, reduziert dies ihre Verfügbarkeit gemäß Abschnitt F. Es liegt im Verantwortungsbereich des Einheitenbetreibers, seine Einheit so zu dimensionieren, dass sie in Folge von Ereignissen im Stromnetz einsatzfähig bleibt. Sofern die Grenzwerte des Abschnitts F.II. eingehalten werden, gilt eine Einheit gemäß dem Beschaffungskonzept als verfügbar. Auf die Ausführungen zu Abschnitt A.VII. wird insoweit verwiesen. Die Fragen, wann Momentanreserve abgerufen werden darf und auf welche vorausgegangenen Vorbelastungen dabei Rücksicht zu nehmen ist, sind als technische Anforderungen an das Einheitenverhalten vom VDE FNN zu regeln.

Nach **Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 4 S. 2** hat der beschaffende ÜNB das Recht, weitere Informationen vom Anbieter einzufordern, wenn die Wirksamkeit zweifelhaft ist. Bei HGÜ-Verbindungen ist in der Regel eindeutig, dass derzeit keine Wirksamkeit vorliegen kann. Daher erfasst die Vorschrift insbesondere Fälle, in denen die Einheit über eine Wechselstromverbindung angeschlossen ist.

Vgbe fordert, dass der ÜNB dem Anbieter auf eigene Kosten nachweist, dass dessen Einheit ungeeignet ist. Dem wurde nicht gefolgt, da die Wirksamkeit eine anspruchsbegründende Voraussetzung ist und die Beweislast hierfür beim Anbieter liegt. Soweit die Mitwirkung des Anschlussnetzbetreibers erforderlich ist, ist es ebenfalls Sache des Anbieters, diese einzufordern, wobei der ÜNB im Falle mangelnder Kooperation des Anschlussnetzbetreibers unterstützen sollte (z.B. gem. § 11 EnWG).

Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 5 regelt die Informationsbereitstellung. Die Vorgaben stellen sicher, dass der ÜNB die zur Ermittlung der Verfügbarkeit zu Abrechnungszwecken notwendigen Daten erhält und der Anbieter die ihm auf dieser Basis zustehende Vergütung ausgezahlt bekommen kann.

Nach **Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 5 S. 1** müssen die vom beschaffenden ÜNB zur Ermittlung der Verfügbarkeit zu Abrechnungszwecken geforderten Messwerte durch den Anbieter auf Einheitenebene bereitgestellt werden. Die Bereitstellung der Werte durch den Anbieter ist notwendig, denn der ÜNB

erhält die entsprechenden Messwerte nicht (zwingend) über andere Datenaustauschprozesse, da dort mit Clustern, Pools oder zumindest Anlagen gearbeitet wird. Die Einschränkung, wonach die ÜNB nur Informationen verlangen dürfen, die zur Verfügbarkeitsprüfung/Abrechnung notwendig sind, stellt sicher, dass keine willkürlichen Werte gefordert werden können. Für die Verfügbarkeitsbetrachtung eines Einheitenverbundes muss die Informationsbereitstellung ebenfalls auf Einheitenebene erfolgen.

Nach **Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 5 S. 2** umfassen die zu übermittelnden Werte bei umrichterbasierten Einheiten insbesondere einmal jährlich für alle Viertelstunden des Abrechnungszeitraums 15-Minuten Mittelwerte der/des Wirkleistungseinspeisung/-bezugs und – soweit es sich um einen Batteriespeicher handelt – den Synchronisationsstatus je 15-Minuten-Intervall. Die Vorgabe greift Kommentare aus der ersten Marktkonsultation auf, wonach momentanreservespezifische Messwerte definiert werden müssen und diese zur Kenntnis der Anforderungen sowie der beim Anbieter anfallenden Kosten ebenso erforderlich sind wie die Kenntnis der zeitlichen Auflösung. Die in Satz 2 genannten Werte sind zur Ermittlung der Verfügbarkeit gemäß Abschnitt F. zwingend erforderlich. Momentanreserve kann nur erbracht werden, wenn die Einheit mit dem Netz synchronisiert ist. Dies ist bei Wirkleistungseinspeisung/-bezug stets der Fall. Das Intervall von 15 Minuten entspricht den Zeitscheiben am Strommarkt und den üblichen Messintervallen. Somit ist grundsätzlich keine zusätzliche Messtechnik für Momentanreserve notwendig. Dies begrenzt die Investitionskosten für die Momentanreserveerbringung. Umrichterbasierte Speicher können auch im „Leerlauf“ (Nichteinspeisung bzw. Nichtbezug) Momentanreserve zur Verfügung stellen, weswegen bei ihnen auch der Synchronisationsstatus notwendig ist.

Die Aufzählung in Satz 2 ist nicht abschließend, da die zu übermittelnden Werte vom jeweiligen Erbringungskonzept abhängig sind. Aktuell ist nicht absehbar, welche Technologien und Erbringungskonzepte in Zukunft angeboten werden. Für sie müssten ggf. weitere Informationen für die Abrechnung bereitgestellt werden. Technologien und Einheitentypen, die nicht in die in Satz 2 genannten Kategorien fallen, müssen im Rahmen einer Einzelfallprüfung bewertet werden.

Nach **Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 5 S. 3** genügt bei Synchronmaschinen die Übermittlung des Synchronisationsstatus je Viertelstunde. Sobald sie mit dem Netz synchronisiert sind, stellen sie dem Netz automatisch Momentanreserve zur Verfügung.

Soweit SMA meint, der Synchronisationsstatus solle nicht nur von Batterien und Synchronmaschinen, sondern von allen Einheiten gefordert werden, ist dies vor dem Hintergrund der Datensparsamkeit nicht erforderlich, da – wie gezeigt – die notwendigen Informationen zur Verfügbarkeit sich aus den bereits zu übermittelnden Daten ergeben.

Nach **Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 5 S. 4** muss bei einer Synchronmaschine mit einer Umschaltmöglichkeit zum Phasenschieberbetrieb zudem die Betriebsart je Viertelstunde übermittelt werden. Zur Abgrenzung der vergütungsfähigen Momentanreservemengen von den nicht vergütungsfähigen Mengen ist die Kenntnis erforderlich, in welchem Betriebsmodus sich die Einheit befindet (aufgeteilt nach den Betriebsmodi „Phasenschieber“ und „Wirkleistungsbetrieb“ – ggf. jeweils mit der Info, ob eine zusätzliche Schwungmasse gekuppelt wurde). Bei Synchronmaschinen genügt damit die Übermittlung des Synchronisationsstatus sowie des Betriebsmodus.

Nicht gefolgt werden konnte der Forderung, auch die Datenformate im Beschaffungskonzept zu regeln. Deren Vorgabe kann durch den beschaffenden ÜNB im bekanntzumachenden Mustervertrag erfolgen, soweit nicht ohnehin Regelungen zu Datenformaten (etwa aus den Festlegungen der Bundesnetzagentur zur Marktkommunikation) existieren.

	15-Minuten-Wirkleistungswerte (+/-)	Synchronisationsstatus	Speicherfüllstand	Betriebsart
Umrichterbasierte Erzeugung/Verbrauch (keine Speicher)	X	-	-	-
Umrichterbasierte Speicher	X	X	X	
Phasenschieber	-	X	-	
Synchronmaschine mit Umschaltmöglichkeit zum Phasenschieberbetrieb (mit/ohne zus. Schwungmasse)	-	X	-	X
Synchronmaschine mit zusätzlicher Schwungmasse	-	X (ausreichend, wenn immer gekuppelt. Sonst Info unter Betriebsart notwendig)	-	-

Abbildung 1 Übersicht über die regelmäßig zu übermittelnden Messwerte

Der beschaffende ÜNB kann nach **Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 5 S. 5** eine monatliche Bereitstellung der Werte fordern und Vorgaben zu dem Kalendertag der Bereitstellung der Werte machen. Eine monatliche Übermittlung der Messwerte ermöglicht den ÜNB eine unterjährige Auswertung und Plausibilisierung der Daten und somit eine zeitnahe Jahresabrechnung. Zudem kann ein Anbieter zeitnah auf Probleme bei der Datenerhebung, -übermittlung oder -bereitstellung hingewiesen werden, was den nachträglichen Korrekturaufwand für beide Vertragspartner minimiert.

Eingeschränkte Verfügbarkeiten, welche die Vorhaltung von Momentanreserve beeinträchtigen, müssen dem beschaffenden ÜNB gemäß **Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 5 S. 6** gemeldet werden. Deren Kenntnis ist für die Abrechnung zwingend erforderlich. Da dies nicht aus den bereits nach Satz 2 zu übermittelnden Werten abgelesen werden kann, weil eine Reduzierung der maximalen Wirkleistungseinspeisung auch aus anderen Gründen stattfinden kann (z.B. ein (teilweiser) Ausfall der Kühlung bei Batteriesystemen), wird eine gesonderte Meldepflicht vorgesehen. Statt einer durchgehenden Meldung über die regelmäßige Datenübermittlung müssen Anbieter diese Informationen nur im Eintrittsfall übermitteln. Dies erspart dem Anbieter und dem ÜNB entsprechenden administrativen Aufwand.

Vattenfall meint, es bestünden Unklarheiten darüber, inwieweit eine Nichtverfügbarkeit des Anbieters akzeptiert werde und ob diese vorab kommuniziert werden müsse. Es sei eine genauere Spezifizierung erforderlich, um Missverständnisse zu vermeiden. Hierzu ist zu erwidern, dass eine Vorab-Kommunikation nur dann notwendig ist, wenn der ÜNB dies in seinem Mustervertrag vorsieht, siehe so gleich. Da diese Informationen nur im Falle der Nichtverfügbarkeit zu übermitteln sind, ist aus Sicht der Beschlusskammer eine etwaige Spezifizierung im Mustervertrag ausreichend.

Die Art und Weise sowie die Häufigkeit der Übermittlung dieser Informationen ist nach **Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 5 S. 7** durch den beschaffenden ÜNB im entsprechenden Mustervertrag zu spezifizieren. Dies bezieht sich auf alle von Nr. 5 erfassten Daten – auch auf diejenigen, die der ÜNB über die in Satz 2 genannten Werte hinaus für erforderlich hält. So hat aus dem Mustervertrag z.B. hervorzugehen, wann die Informationsübermittlung stattzufinden hat und ob eine monatliche Bereitstellung von Werten gefordert wird. Damit steht mit der Veröffentlichung des Mustervertrages auch fest, ob und inwieweit Nichtverfügbarkeiten vorab kommuniziert werden müssen – einer von Vattenfall gewünschten Klarstellung im Beschaffungskonzept bedarf es insoweit nicht. Zudem kann im Mustervertrag das Datenformat vorgegeben werden.

E.ON-VNB möchten eine Ergänzung, wonach der Anbieter dem Anschlussnetzbetreiber die Anlagen zur Momentanreservebereitstellung unter Angabe des Netzanschlusspunktes und der Zertifikatnummer unverzüglich mitteilen muss. Es sei für den sicheren Betrieb des Netzes unverzichtbar, den Anschlussnetzbetreiber in die Informationskette einzubinden. Dies ist jedoch vom Anschlussnetzbetreiber im Netzanschlussvertrag zu regeln. Im Übrigen kennt der Anschlussnetzbetreiber momentanreserveerbringende Einheiten in seinem Netz aufgrund der Vorgaben in Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 3 lit. a.

Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 6 enthält Vorgaben zur Qualitätssicherung. Hiermit kann die Funktionalität der Momentanreserveerbringung der Einheit(en) während des Erbringungszeitraums überprüft werden.

Im Rahmen von stichprobenartigen Qualitätskontrollen kann der beschaffende ÜNB nach **Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 6 S. 1** die nach Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 5 bereitzustellenden Informationen als Minutenwerte, bei Synchronmaschinen und Speichern den Synchronisationsstatus als Minutenwert oder Zeitstempel und bei Speichern den Speicherfüllstand (State of Charge, **SoC**) als Minutenwert vom Anbieter einfordern. Stichprobenartige Qualitätskontrollen können bei jedem Anbieter und jederzeit durchgeführt werden. Ein konkreter Verdacht des Verstoßes gegen die der Momentanreserveerbringung zugrunde liegenden Bestimmungen ist hierfür nicht erforderlich. Der Anbieter muss die durch den Mustervertrag des beschaffenden ÜNB zu konkretisierenden Werte vorhalten, aber nur bei Bedarf übermitteln. Die für die stichprobenartige Qualitätssicherung zu übermittelnden Werte gehen entweder inhaltlich oder in ihrer Granularität über die nach Abschnitt C.I.5. zur Ermittlung der Verfügbar-

keit zu Abrechnungszwecken geforderten Werte hinaus. Erfasst werden auch Werte, die nach Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 5 S. 2 gefordert werden können, aber die nicht in der dortigen Aufzählung enthalten sind („insbesondere“). Die stichprobenartige Qualitätskontrolle betrifft Informationen, die aus anderen Gründen ohnehin erhoben werden. Beispielsweise sind die Speicherfüllstände den Anbietern ohnehin für die Portfoliooptimierung oder auch die Regelenergieerbringung bekannt. Um prüfen zu können, ob ein Speicher eine ausreichende Speicherkapazität (also genügend Energie im Speicher (für positive Momentanreserve) bzw. genügend freie Speicherkapazität (für negative Momentanreserve)) vorhält, muss der Speicherfüllstand für die stichprobenartige Qualitätskontrolle übermittelt werden. Da die für Momentanreserve notwendige Energievorhaltung bei Speichern in aller Regel gering ist, ist eine regelmäßige Übermittlung nicht erforderlich.

Im Rahmen der stichprobenartigen Qualitätssicherung können nach **Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 6 S. 2** bei Vorhandensein eines Logging-Systems auch dessen Aufzeichnungen über Änderungen der Anlaufzeitkonstante und anderer Parameter, die nach Herstellerangaben für die Erbringung von Momentanreserve relevant sind, gefordert werden. SMA hielt die zunächst konsultierte Forderung („Darüber hinaus können bei Vorhandensein eines Logging-Systems auch dessen Aufzeichnungen gefordert werden“) für sehr pauschal, da unklar sei, welche Art von Aufzeichnungen unter welchen Voraussetzungen gefordert werden könnten. Die Übermittlung von Loggingdaten solle nur möglich sein, wenn es begründete Zweifel an der Compliance o.ä. gebe. Zudem seien interne Größen der Anlage auszuschließen. Dem ist zu entgegnen, dass Loggingdaten auch für stichprobenartige Kontrollen zur Überprüfung des vertragskonformen Verhaltens erforderlich sein können. Dabei sind die für die Erbringung von Momentanreserve relevanten Loggingdaten zu dokumentieren und auf Anfrage herauszugeben. Insbesondere sind die Daten aus dem Logging-System die einzige Möglichkeit, zu überprüfen, ob nachträgliche Änderungen der Anlaufzeitkonstante vorgenommen wurden. Da die Anlaufzeitkonstante unmittelbaren Einfluss auf die Vergütungshöhe hat und eine Umparametrierung durch den Anlagenbetreiber (oder andere Personen) nicht ausgeschlossen werden kann, muss eine Kontrolle erfolgen können.

Die Forderung von SMA, wonach "interne Größen der Anlage auszuschließen" sind, wurde durch die Neuformulierung ebenfalls umgesetzt. Dabei handelt es sich um Größen, die ggf. ein „Reverse Engineering“ ermöglichen wie z.B. Regler-Technik. Interne Größen der Einheit, die keinen unmittelbaren Bezug zur Erbringung von Momentanreserve haben, müssen daher vom Anbieter ausdrücklich nicht übermittelt werden. Damit ist dem Wunsch des Konsultationsteilnehmers Rechnung getragen, Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse zu schützen.

Für Zwecke der Qualitätssicherung kann der ÜNB in begründeten Fällen nach **Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 6 S. 3** vom Anbieter fordern, auch Messwertreihen auf Einheitenebene, die über die in C.I. S. 2

Nr. 5 und Nr. 6 S. 1 geforderten Messwerte hinausgehen, ab einem zu definierenden Datum entsprechend vorzuhalten und zu übermitteln. So kann im Falle von vermuteten Verstößen oder Unregelmäßigkeiten kontrolliert werden, ob ein Anbieter die Momentanreserve vertragsgemäß bereitstellt und ob er die erforderliche Verfügbarkeit einhält. Dies ist physikalisch bedingt zumeist nur mit spezieller Messtechnik möglich. Erfasst werden insbesondere Wirkleistungswerte im Millisekundenbereich.

Soweit der Synchronisationsstatus (Zeitstempel Synchronisation und Trennung) nicht ohnehin (ggf. für andere Zwecke) bei den Anlagenbetreibern vorgehalten wird, ist er dem Anlagenbetreiber jedenfalls bekannt und kann dem – ggf. personenverschiedenen – Anbieter zur Verfügung gestellt werden. Eine Aufzeichnung dürfte keinen nennenswerten Zusatzaufwand erfordern. Für Einheiten am ÜNB-Netz kennen die ÜNB den Synchronisationsstatus ohnehin.

Enercon bringt vor, die Formulierung erzwingt Messwertrekorder auf jeder momentanreservebereitstellenden Einheit. Da dies einen erheblichen Aufwand verursache, sei zu spezifizieren, ob Messwertrekorder auf Anlagenebene ausreichend seien. Für die ex-post Auswertung von Netzstörungen mache es zudem keinen Sinn, erst ab einer Aufforderung des ÜNB Daten aufzuzeichnen. Hierauf ist klarzustellen, dass eine Messung auf Anlagenebene in aller Regel nicht ausreichend ist, da hieraus nicht auf die konkreten, die Momentanreserve bereitstellende(n) Einheit(en) geschlossen werden kann. Dass die im Rahmen von Satz 3 geforderten Daten erst nach Aufforderung und ggf. Installation entsprechender Messtechnik aufgezeichnet und übermittelt werden können, liegt in der Natur der Sache. Damit der Aufwand für die Anbieter und die Kosten für die marktgestützte Beschaffung reduziert werden, ist gerade keine generelle Übermittlungspflicht vorgesehen. Vielmehr ist der begründete Verdacht erforderlich, dass ein Anbieter seine vertraglichen Pflichten nicht einhält. Dann aber sind die nach Satz 3 geforderten Messwertreihen regelmäßig und bis auf Weiteres zu übermitteln. Sind hierzu gesonderte Messinstrumente notwendig und entstehen dafür gesonderte Kosten, sollten diese vom Anbieter zu tragen sein, soweit ein tatsächlicher Verstoß vorliegt. Sofern kein tatsächlicher Verstoß vorliegt, sollte der Netzbetreiber die Kosten tragen.

Soweit Ørsted und BDEW eine Klarstellung fordern, dass für die Qualitätssicherung Messwertreihen auf Einheitenebene gemäß FNN-Hinweis „Technische Anforderungen an netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve“ gefordert und vorgehalten werden können dürfen, wird der künftige FNN-Hinweis Nachweispflichten für die Zertifizierung, nicht aber Pflichten zur Übermittlung und Vorhaltung von Messwerten im laufenden Betrieb der Einheit enthalten.

Da es für die Gesamtverfügbarkeit eines Einheitenverbundes auf die erreichte Verfügbarkeit jeder einzelnen Einheit ankommt, konnte der Eingabe der SMA nicht gefolgt werden, wonach der Nachweis auch an aggregierten Einheiten möglich sein sollte, um unverhältnismäßigen Messaufwand in Fällen zu vermeiden, in denen z.B. Speichereinheiten an einem Punkt zusammengeführt sind.

Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 7 regelt die netzwirtschaftlichen Anforderungen. Danach muss ein Angebot ohne Einschränkungen vergütungsfähig sein; insbesondere sind Bedingungen unzulässig. Der ÜNB muss sich darauf verlassen können, dass eine kontrahierte Einheit im Bedarfsfall einsatzfähig ist.

Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 8 gibt die Anforderungen an die Erbringung vor. Gemäß **Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 8 S. 1** hat die Erbringung von Momentanreserve unverzüglich zu erfolgen. Siehe zur „unverzögerten Reaktion“ bereits die Ausführungen zu Abschnitt A.I. S. 2 bis 4. Die Vorgabe stellt sicher, dass die Erbringung von Momentanreserve den Auswirkungen von Wirkleistungsungleichgewichten auf die Frequenz und den Frequenzgradienten entgegenwirken kann. Gleichzeitig wird klargestellt, dass es sich bei der inhärenten Bereitstellung um die zentrale Eigenschaft der Momentanreserve handelt und darüber die Abgrenzung zur schnellen Regelleistung erfolgt.

Nach **Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 8 S. 2** darf die Fähigkeit zur Erbringung von Momentanreserve nicht deaktiviert werden. Die Vorgabe bezieht sich auf umrichterbasierte Technologien, bei denen durch eine Umparametrierung die Anlaufzeitkonstante und damit die Erbringung von Momentanreserve verändert werden kann. Ohne eine solche Verpflichtung müsste die Bereitstellung von Momentanreserve separat gemessen werden, was sowohl für den Anbieter als auch für den ÜNB zu erheblichem Mehraufwand und Zusatzkosten für entsprechende Messeinrichtungen führen würde (soweit solche überhaupt existieren). Dieser administrative und messtechnische Aufwand zur Überprüfung der Bereitstellung von Momentanreserve wäre keiner Vertragspartei zumutbar. Zudem würden die Transaktionskosten für die marktgestützte Beschaffung massiv steigen, was auch die Netznutzer erheblich belasten würde.

Da es nahezu unmöglich ist, eine Deaktivierbarkeit von Momentanreservefähigkeit faktisch auszuschließen (siehe die Stellungnahme der SMA, wonach Software immer überschrieben werden kann), wurde die Vorgabe, dass die Fähigkeit zur Momentanreserveerbringung nicht deaktiviert „werden können“ darf, dahingehend geändert, dass sie nicht deaktiviert „werden“ darf. So stehen rechtliche Vorgabe und tatsächliche Möglichkeit in Einklang. Eine Deaktivierung der Momentanreserve ist unzulässig und kann entsprechende rechtliche Konsequenzen nach sich ziehen (z.B. Streichung/Kürzung der Vergütung, Kündigung). Vertraglich und ggf. durch Qualitätskontrollen ist sicherzustellen, dass die Funktion zur Momentanreserveerbringung immer aktiv ist. Auch eine unbeabsichtigte oder unbefugte Umparametrierung muss über entsprechende Zugriffseinschränkungen vermieden werden.

Einige Konsultationsteilnehmer brachten in der ersten Marktkonsultation vor, mit der ursprünglichen Formulierung würden Anlagen, die Wirk-/Blindleistung und Momentanreserve anbieten können, ausgeschlossen. Sie haben daher folgende Formulierung gefordert "Die Erbringung von Momentanre-

serve hat, im synchronisierten Fall, unverzüglich zu erfolgen. Die Fähigkeit zur Erbringung von Momentanreserve darf in diesem Fall nicht deaktiviert werden." Klarzustellen ist, dass Satz 2 nur umrichterbasierte Einheiten betrifft. Synchronmaschinen erbringen Momentanreserve inhärent und können sie im synchronisierten Fall nicht deaktivieren.

Ørsted forderte in der ersten Marktkonsultation, den Absatz zu streichen und stattdessen anzugeben, wieviel Prozent der Nennleistung die Momentanreserveleistung minimal betragen müsse. Oberhalb dieses Minimalwertes solle die Momentanreserveleistung zur Gewährleistung der Einhaltung der Auslegungsgrenzen der Einheit begrenzt werden dürfen. Die technischen Mindestanforderungen würden bereits an anderer Stelle vollumfänglich definiert. Bei einer Deaktivierung von Momentanreserve entstehe kein Anspruch auf Vergütung, da die Einheit nicht verfügbar sei. Dazu ist zu sagen, dass die kontrahierte Momentanreserve innerhalb der Verfügbarkeitsgrenzen in jedem Arbeitspunkt der Einheit erbracht werden können muss, da eine messtechnische Abgrenzung wie beschrieben nicht in Frage kommt. Diesen Nachweis muss die Einheit über die Zertifizierung gemäß FNN-Hinweis erbringen. Zu der Forderung, eine Abschaltung für die Momentanreserve zu gestatten, sei erwidert, dass in diesem Fall eine Planbarkeit für die Systemsicherheit nicht mehr gegeben wäre. So wäre denkbar, dass zwar eine große Menge Momentanreserve beschafft würde, die entsprechenden Einheiten auch am Netz wären, aber faktisch keine Momentanreserve zur Verfügung stünde. Da Momentanreserve essentiell für die Systemsicherheit ist, benötigen die systemverantwortlichen ÜNB diesbezüglich eine gewisse Planungssicherheit. Es liegt weiterhin in der Verantwortung des Anbieters, dass die Einheit so konfiguriert ist, dass sie die kontrahierte Momentanreserve ohne Überlastung erbringen kann, oder dass die entsprechende Einheit für diesen Zweck ausgelegt ist.

Es ist zu unterscheiden zwischen der (nicht erlaubten) Deaktivierung der Momentanreserve und der (erlaubten) Deaktivierung der Einheit selbst. Letztere ist möglich, da der Anbieter insoweit frei ist, mit der Einheit zu verfahren, wie er möchte. Auch handelt es sich bei den Vorgaben nicht um an anderer Stelle zu definierende technische Mindestanforderungen. Durch die Pflicht zur unverzüglichen Erbringung wird lediglich verdeutlicht, dass der Anbieter die Momentanreserve vertragsgemäß zu erbringen hat. Dies stellt in diesem Sinne keine technische Mindestanforderung dar, die richtigerweise im FNN-Hinweis bzw. den TAR zu regeln wäre.

Soweit RWE und BVES fragen, was ein Verbot einer Deaktivierung für den Bereich der Anlage, der nicht vermarktet/kontrahiert sei, bedeute, bezieht sich das Beschaffungskonzept nur auf die Momentanreservemenge, die auch kontrahiert wurde. Darüber hinaus besteht seitens des Beschaffungskonzeptes kein Verbot, die Fähigkeit zur Erbringung von Momentanreserve auszuschalten.

BDEW und E.ON-VNB fordern eine Deaktivierungsmöglichkeit für den Anschlussnetzbetreiber. Es müsse für die Gewährleistung der Netz- und Versorgungssicherheit eine Möglichkeit geben, bei technisch begründeter Notwendigkeit die Momentanreserveerbringung im Sinne eines „Not-Aus“ zu deaktivieren. Es ist jedoch nicht Aufgabe des Beschaffungskonzepts, dies zu regeln. Ein „Not-Aus“ betrifft das Verhältnis von Anschlussnetzbetreiber und Anlagenbetreiber, welches durch das Beschaffungskonzept nicht adressiert wird. Zudem ist aus Sicht der Beschlusskammer kein Anwendungsfall erkennbar, in welchem der Anschlussnetzbetreiber einzig die Momentanreserveerbringung deaktivieren können sollte. Aus praktischer Sicht ist schon zweifelhaft, ob die VNB einen Überblick darüber haben, welche konkreten Einheiten in ihrem Netz gerade Wirkleistung einspeisen, geschweige denn, welche Einheiten aktuell Momentanreserve erbringen. Zudem würde durch ein „Not-Aus“ das verfügbare Potential an Momentanreserve unkontrolliert reduziert werden, was Risiken für die Systemicherheit mit sich brächte und im schlimmsten Fall einen Blackout zur Folge haben kann. Im Falle von Sicherheitsbedenken durch die Erbringung von Momentanreserve haben die VNB das Recht, die Zustimmung zur Erbringung von Momentanreserve nach Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 3 lit. a S. 2 zu versagen.

Gemäß **Abschnitt C.II.** sind die in Abschnitt C genannten Vergütungsvoraussetzungen abschließend. Im Rahmen der durch das Beschaffungskonzept gewährten Spielräume wird so dessen deutschlandweit einheitliche Anwendung auf alle Anbieter sichergestellt. Außerdem dient die Regelung dem Interessenausgleich zwischen der Sicherstellung der Momentanreserveerbringung mit Hilfe von Mindestvoraussetzungen, die während des gesamten Erbringungszeitraums erfüllt sein müssen, und dem Interesse potentieller Anbieter, nur die für die Momentanreserve notwendigen Anforderungen als Vergütungsvoraussetzungen auszugestalten.

Soweit Siemens Energy und VDMA den Absatz streichen möchten, da abschließende Vergütungsvoraussetzungen einer nachhaltigen, langfristigen und lokalen Beschaffung von Systemdienstleistungen widersprechen, ist zu entgegnen, dass das Beschaffungskonzept nach den Vorgaben des § 12h EnWG hoheitlich zu beschließen ist. Dies umfasst die wesentlichen inhaltlichen Vorgaben zur Beschaffung, wozu auch die Vergütungsvoraussetzungen zählen. Würde der Absatz gestrichen, könnten die ÜNB selbstständig und ohne Einfluss der Regulierungsbehörde und vorherige Konsultation Vergütungsvoraussetzungen aufstellen. Dies könnte einzelne Marktteilnehmer und/oder Technologien von der marktgestützten Beschaffung ausschließen, was gegen die Vorgaben des § 12h EnWG (Diskriminierungsfreiheit, Technologieoffenheit) verstieße. Sollte ein Anpassungsbedarf erkennbar werden, steht eine Änderung der Festlegung im Wege des gesetzlich vorgesehenen Verfahrens offen.

SMA fordert in grundsätzlicher Hinsicht, zu Beginn von Abschnitt C die Leistungsdaten für die Momentanreserve (Auslegungs-Frequenzgradient und transients Frequenzgradient, also z.B. welche Momentanreserve bei welcher Frequenzabweichung erbracht werden muss) zu ergänzen, da diese

einen Mindeststandard für die Teilnahme am Markt definierten und sicherstellten, dass die marktlich beschaffte Momentanreserve eine definierte Wirksamkeit aufweise und nicht etwa durch Auslegungsgrenzen der Anlagen (Sättigung der Wirkleistung oder unzureichende Energiereserve) unwirksam bleibe. Dieser Wunsch nach Klarheit ist nachvollziehbar. Allerdings handelt es sich bei den von SMA genannten Parametern um Inhalte, die ggf. vom FNN im Hinweis oder in den TAR zu regeln sind. Die technischen Details und das Nachweisverfahren werden in technischen Richtlinien auch nicht „zusätzlich“ zum Beschaffungskonzept (wie SMA meint), sondern originär definiert. Das Beschaffungskonzept verweist daher auf diese Regelungen.

d) Abschnitt D - Produktdefinitionen

Abschnitt D enthält die Produktdefinitionen. Nach **Abschnitt D.I.** kann der beschaffende ÜNB wählen, welches oder welche der folgenden Produkte er in einer Beschaffungsregion beschafft. Der Abschnitt nennt sodann die vier Produkte positive bzw. negative Momentanreserve „Basisprodukt“ und positive bzw. negative Momentanreserve „Premiumprodukt“.

Die Unterteilung nach Abrufrichtung wurde gewählt, um abhängig vom jeweiligen Bedarf die entsprechende Momentanreserveart kontrahieren zu können: So wird es – vor allem in den windstarken norddeutschen Regionen – Beschaffungsregionen geben, in denen eher ein Erzeugungsüberschuss besteht. Dort käme es nach einem System-Split mit hoher Wahrscheinlichkeit zu einem Frequenzanstieg, welchem durch negative Momentanreserve entgegengewirkt werden muss. In den laststärkeren Beschaffungsregionen – insbesondere im Süden Deutschlands – käme es dagegen nach einem System-Split eher zu einem Wirkleistungsdefizit und damit zu einem Frequenzabfall. Dort wird also eher positive Momentanreserve benötigt. Die Aufteilung in positive und negative Produkte und das festgelegte Wahlrecht des ÜNB ermöglichen so eine bedarfsgerechte und kosteneffiziente Kontrahierung, da der beschaffende ÜNB in seiner Produktwahl frei ist. Die konkrete Auswahlentscheidung des ÜNB betreffend die Abrufrichtung (positiv oder negativ) soll die Ergebnisse des Systemstabilitätsberichts berücksichtigen.

VDMA möchte, dass für Synchronmaschinen keine Aufteilung in „positiv“ und „negativ“ gilt. Zwar ist richtig, dass Synchronmaschinen nicht differenzieren können zwischen der Erbringung positiver und der Erbringung negativer Momentanreserve. Abschnitt D adressiert allerdings nicht den das Angebot abgebenden Anbieter, sondern den beschaffenden ÜNB: Hat der ÜNB Bedarf nach positiver und/oder negativer Momentanreserve, kann er die entsprechenden Produkte beschaffen. Abschnitt A.IX. erlaubt dem Anbieter hingegen, für beide Abrufrichtungen Angebote abzugeben. Der Betreiber einer mit zusätzlicher Schwungmasse und/oder der Fähigkeit zum Phasenschieberbetrieb ausgestatteten Synchronmaschine kann also sowohl für positive als auch für negative Momentanreserve ein Angebot abgeben, soweit in der jeweiligen Beschaffungsregion beide Produkte beschafft werden. Von der

Festlegung eines symmetrischen Momentanreserveproduktes hat die Beschlusskammer dagegen abgesehen, da mit den in Abschnitt D genannten Produkten sowohl ein positiver als auch ein negativer Frequenzgradient begrenzt werden kann. Es besteht somit schon dem Grunde nach kein Bedarf für ein symmetrisches Produkt. Zudem bestünde anderenfalls die Gefahr, dass entsprechende Einheiten sowohl für das symmetrische als auch für ein oder beide asymmetrischen Produkte Gebote abgäben und eine Doppelvergütung nicht ausgeschlossen werden kann. Es müsste ein Kontrollmechanismus etabliert werden, der dies verhindert. Hierdurch würde der Transaktionsaufwand für die marktgestützte Beschaffung erhöht, ohne dass ein erkennbarer Zusatznutzen bestünde. Auch bei der Regelenergie gibt es kein „Nebeneinander“ von einseitigen und beidseitigen Produkten. Beidseitige Produkte können zudem nur mit einem über beide Richtungen gemittelten Festpreis adressiert werden. Besonderheiten oder Spezifika einer Erbringungsrichtung werden so u.U. nicht ausreichend berücksichtigt.

Für die Auswahl zwischen Basis- und/oder Premiumprodukt ist entscheidend, dass die Beschaffung zu einer gesamtwirtschaftlich effizienten Bedarfsdeckung beiträgt. Die Unterteilung in Basis- und Premiumprodukt erfolgt, um den netztechnischen Bedarf nach einer möglichst rund um die Uhr zur Verfügung stehenden Momentanreserve einerseits und die betrieblichen Möglichkeiten der potentiellen momentanreserveerbringenden Technologien andererseits in Einklang zu bringen. Unterschiedlichen Technologien soll so eine Möglichkeit zur Erbringung von Momentanreserve gegeben werden. Diejenigen Erzeugungstechnologien, die voraussichtlich keine Verfügbarkeit über beinahe den gesamten Abrechnungszeitraum erreichen können, sollen über das Basisprodukt angereizt werden. Dies gilt insbesondere für EE-Einheiten, deren Erzeugung vom natürlichen, volatilen Dargebot von Wind und Sonne abhängt. Demgegenüber gibt es Technologien, die voraussichtlich über nahezu den gesamten Abrechnungszeitraum Momentanreserve bereitstellen können und daher dazu angereizt werden sollen, diese hohe Verfügbarkeit netzdienlich zu nutzen und im Premiumprodukt anzubieten. Dies betrifft insbesondere Batteriespeicher, rotierende Phasenschieber und Synchronmaschinen mit zusätzlicher Schwungmasse. Die Produktkategorien ermöglichen somit eine Beanreizung aller o.g. Technologien bei gleichzeitiger Flexibilität für die Anbieter, sich je nach Verfügbarkeitsvermögen der Einheit(en) für das Basis- oder Premiumprodukt zu entscheiden. So können auch EE-Einheiten über das Premiumprodukt kontrahiert werden, wenn sie aufgrund fortschreitender Technologieentwicklung oder geschickter Aggregation eine sehr hohe Verfügbarkeit anbieten können. Gleichzeitig steht Betreibern von Einheiten, die grundsätzlich eine sehr hohe Verfügbarkeit aufweisen, offen, auch im Basisprodukt anzubieten (etwa, wenn sie planen, ihre Einheit häufig anderweitig zu vermarkten).

Zudem erlaubt dieses Produktmodell eine Beteiligung aller Technologien bei beiden Produktkategorien sowie die finanzielle Beanreizung möglichst hoher Verfügbarkeiten. Dies hätte etwa mit Produk-

ten, die zwischen einer „gesicherten“ und einer „ungesicherten“ Verfügbarkeit oder „einspeiseabhängigen“ und „einspeiseunabhängigen“ Erzeugern unterscheiden, nicht oder nicht gleich gut ermöglicht werden können.

Fluence meint, die detaillierte Unterteilung in vier Produktkategorien sei kritisch zu hinterfragen, insbesondere im Hinblick auf die gesicherte Bereitstellung von Momentanreserve im Jahresverlauf. Es sei bei einzelnen Technologien (insbesondere bei Technologien, die nur das Basisprodukt bereitstellen) von einer hohen Gleichzeitigkeit auszugehen, was im Umkehrschluss bedeute, dass Einheiten im Basisprodukt nur einen begrenzten Beitrag zur Bereitstellung gesicherter Momentanreserveleistung in verschiedenen Zeitfenstern liefern könnten. Auch wenn dieser Ansatz zum jetzigen Zeitpunkt und der gewünschten Investitionsanreizung notwendig sein möge, solle die Bereitstellung im Rahmen einer zukünftigen marktbasierter Beschaffung mit einem Auktionsprinzip innerhalb geeigneter, zeitlich gestaffelter Produktscheiben stattfinden. SMA möchte das positive und negative Basisprodukt streichen, da die Verfügbarkeit mit großer Wahrscheinlichkeit nicht sinnvoll mit den Stunden hohen zusätzlichen Bedarfs an Momentanreserve korreliere. Es bestehe das Risiko, dass die Verfügbarkeit des Basisproduktes negativ mit dem Bedarf an zusätzlicher Momentanreserve korreliere, weswegen die Beschaffung des Basisproduktes ineffizient sei. Diesen Forderungen kann nicht nachgekommen werden: Zwar ist das Vorbringen zur hohen Gleichzeitigkeit – also einer hohen gleichzeitigen Verfügbarkeit von Einheiten mit gleichen Erzeugungsträgern (und im Umkehrschluss einer hohen gleichzeitigen Nichtverfügbarkeit dieser Einheiten) – im Grundsatz richtig. Gleichzeitigkeitseffekte treten vor allem bei Erneuerbaren Energien auf, da Wind und Sonne in der Regel in großen geografischen Regionen gleichzeitig (nicht) verfügbar sind. Weil bei Erneuerbaren Energien zudem eine zeitlich geringere Jahresverfügbarkeit als bei anderen Technologien zu erwarten ist, werden diese voraussichtlich vornehmlich über das Basisprodukt mit seiner geringeren Mindestverfügbarkeit angereizt und kontrahiert werden.

So werden im Unterfrequenzszenario (= Netzregionen, in denen positive Momentanreserve benötigt wird) von EE-Einheiten tatsächlich nur geringe Beiträge zur Frequenzstabilisierung erwartet. Es kann angenommen werden, dass die kritischen Stunden des Unterfrequenzszenarios durch eine geringe Einspeisung sowohl von Wind als auch von PV gekennzeichnet sind.⁴³ Die von den Konsultationsteilnehmern angesprochenen Gleichzeitigkeitseffekte führen dennoch nicht dazu, dass auf eine Differenzierung in Basis- und Premiumprodukt verzichtet oder gar das Basisprodukt gestrichen werden könnte: Eine zeitliche Korrelation besteht nämlich auch zwischen Stunden mit hohem Momentanreservebedarf und Stunden mit hoher EE-Einspeisung: Im sogenannten „Überfrequenzszenario“ (= benötigt wird negative Momentanreserve) ist eine starke Windeinspeisung im Norden Deutschlands und

⁴³ Consentec GmbH, Technische Universität Stuttgart und Technische Universität Braunschweig, Gutachten im Auftrag der Amprion GmbH, „Marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve“, März 2023, S. 9, online abrufbar unter https://systemmarkt.net/Mediathek/Marktgest%C3%BCtzte_Beschaffung_Momentanreserve.pdf.

ein daraus resultierender hoher Transportbedarf in die süddeutschen Lastzentren der wesentliche Treiber für den Momentanreservebedarf.⁴⁴ Im Überfrequenzszenario wirkt daher jede einspeisende Windenergieanlage, die negative Momentanreserve erbringt, frequenzstabilisierend.⁴⁵ Da gerade Windenergieanlagen in der Regel nicht die für das Premiumprodukt erforderliche hohe Mindestverfügbarkeit erreichen, ist die Beanreizung netzbildender Eigenschaften über das Basisprodukt entscheidend dafür, dass im Überfrequenzszenario möglichst viele der einspeisenden Windenergieeinheiten Momentanreserve erbringen können. Insoweit bedarf es auch keines von SMA geforderten Planungswerkzeugs, welches die Korrelation zwischen Bedarf und tatsächlicher Verfügbarkeit bewertet. Zudem wird Momentanreserve auch im ungestörten Netzbetrieb erbracht, wo Gleichzeitigkeitswirkungen aus Sicht der Momentanreserve eine untergeordnete Rolle spielen. Den permanent auftretenden „üblichen“ Frequenzschwankungen wird ebenfalls mit Hilfe von Momentanreserve entgegengewirkt.

Darüber hinaus macht eine Beanreizung netzbildender Eigenschaften von EE-Einheiten über das Basisprodukt auch deswegen Sinn, weil künftig ein Großteil der Erzeugungsleistung in Deutschland durch EE-Anlagen bereitgestellt wird. Spiegelbildlich müssen EE-Anlagen in allen Stunden, in denen keine oder nur wenige konventionelle Kraftwerke am Netz sind, in der Lage sein, neben dem Strombedarf auch den Momentanreservebedarf „aus eigener Kraft“ zu decken. Es ist daher zwingend, dass diejenigen Einheiten, die in Zukunft den ganz überwiegenden Teil des Strombedarfs decken werden, ihren Beitrag zur Systemstabilität liefern und in den Zeiten, in denen sie am Netz sind, Systemverantwortung übernehmen. Dementsprechend dient der vom Basisprodukt ausgehende Anreiz dem grundsätzlichen Markthochlauf netzbildender Technologien und trägt so langfristig zur Weiterentwicklung des Marktes und zur Deckung des Momentanreservebedarfs bei.

Das von SMA befürchtete Risiko, dass die Verfügbarkeit des negativen und positiven Basisproduktes negativ mit dem Bedarf an zusätzlicher Momentanreserve korreliert, sieht die Beschlusskammer nicht. Da die ÜNB bei der Auswahl der zu beschaffenden Produkte die Netzsituation in der jeweiligen Beschaffungsregion berücksichtigen müssen, kann einer möglichen negativen Korrelation entgegengewirkt werden.

Gemäß **Abschnitt D.II. S. 1** muss jede Einheit in jedem Abrechnungszeitraum die für das kontrahierte Produkt vorgegebene Mindestverfügbarkeit einhalten. Diese beträgt beim positiven und negativen Basisprodukt 30 % des Abrechnungszeitraums, beim positiven und negativen Premiumprodukt 90 % des Abrechnungszeitraums. Die Beschlusskammer hat sich entschieden, die Produktdifferenzierung

⁴⁴ ebenda, S. 8, online abrufbar unter https://systemmarkt.net/Mediathek/Marktgest%C3%B4tzte_Beschaffung_Momentanreserve.pdf.

⁴⁵ Da die kritischste Stunde im Überfrequenzszenario eine Nachtstunde ist, kommt es hier naturgemäß nicht zu einer PV-Einspeisung. Die Gleichzeitigkeitswirkungen von PV-Anlagen spielen im Überfrequenzszenario also kaum eine Rolle.

anhand zeitlicher Mindestverfügbarkeiten vorzunehmen und nicht etwa anhand der Erzeugungstechnologie oder anhand gesicherter bzw. ungesicherter Verfügbarkeit. So wird ermöglicht, dass Einheiten jeder Technologie grundsätzlich für jedes Produkt kontrahierbar sind. Die Regelung leistet daher einen wesentlichen Beitrag zur Technologieoffenheit und Diskriminierungsfreiheit der marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve. Gleichzeitig setzt das Bestehen einer Kosteneffizienz und einer Anreizwirkung bei der marktgestützten Beschaffung nicht voraus, dass jeder Anbieter jederzeit für alle bereitgestellten Mengen vergütet wird. Da die in § 12h EnWG genannten nSDL der Versorgungssicherheit dienen, ist es geboten, eine Vergütung über die marktgestützte Beschaffung erst dann vorzusehen, wenn mit der Mindestverfügbarkeit sichergestellt ist, dass eine Systemdienlichkeit der angebotenen Momentanreserve angenommen werden kann. Aus Versorgungssicherheitsgründen müssen die gemäß § 12h EnWG kontrahierten Einheiten daher eine systemdienliche Mindestverfügbarkeit aufweisen. Die gewählten Mindestverfügbarkeiten erhöhen die Wahrscheinlichkeit, dass in kritischen Situationen möglichst viele Einheiten mit netzbildenden Eigenschaften gleichzeitig verfügbar sind. Nur, wenn eine ausreichende Anzahl solcher Einheiten gleichzeitig am Netz ist, kann einem für die Netzsicherheit kritischen Frequenzungleichgewicht entgegengewirkt werden. Es kann allerdings nicht exakt prognostiziert werden, wann genau ein hoher Momentanreservebedarf auftritt. Insbesondere System-Splits treten plötzlich und unvorhergesehen auf. Daher soll grundsätzlich über die marktgestützte Beschaffung eine möglichst hohe Verfügbarkeit über das ganze Jahr angereizt werden. Ideal wäre eine 100 %-ige Verfügbarkeit. Allerdings erreichen unterschiedliche Erbringungstechnologien und Erbringer zwangsläufig unterschiedlich hohe Verfügbarkeiten. Eine Windenergieanlage wird beispielsweise in aller Regel nicht auf eine ähnliche jährliche Verfügbarkeit kommen wie ein Batteriespeicher. Um möglichst viele Momentanreservepotentiale zu heben und so mit der Bedarfsdeckung voranschreiten zu können, wird über das Premiumprodukt eine sehr hohe Verfügbarkeit von über 90 % des Abrechnungszeitraums angereizt und beschafft. Damit wird auch dem Bestreben der ÜNB, ein möglichst hohes Maß an Planungssicherheit zu haben, Rechnung getragen. Ziel des Basisprodukts ist es, auch Erbringer, die keine Mindestverfügbarkeit von 90 % erreichen, in die Momentanreserveerbringung einzubeziehen, damit sie einen Beitrag zu Problembeherrschung leisten können. Allerdings sollen auch diese Erbringer aus den oben genannten Gründen möglichst viele Viertelstunden des Jahres verfügbar sein. Hierzu dienen die Mindestverfügbarkeit von 30 % im Basisprodukt sowie die Beanreizung höherer Verfügbarkeiten mittels einer steigenden Vergütung (vgl. Abschnitte H.IV. und H.VII.). Über das Basisprodukt werden daher Einheiten kontrahiert, die insbesondere kumuliert in Anzahl und Momentanreservemenge einen sinnvollen Beitrag zur Bedarfsdeckung leisten können (z.B. Windkraftanlagen).

Da eine 100%ige Verfügbarkeit schon aufgrund von Wartungen etc. nicht realistisch ist, wurde als Mindestverfügbarkeit für das Premiumprodukt 90 % des Abrechnungszeitraums gewählt. Dies bietet

den ÜNB die Planungssicherheit, dass die im Premiumprodukt kontrahierten Einheiten in einer kritischen Situation mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit verfügbar sind und auftretenden Frequenzungleichgewichten entgegenwirken können. Da im Basisprodukt eine geringere Mindestverfügbarkeit einzuhalten ist, bietet das Premiumprodukt eine zuverlässigere Absicherung des Netzes, denn möglicherweise ist zum entscheidenden Zeitpunkt nur ein kleiner Teil der im Basisprodukt kontrahierten Momentanreserveerbringer verfügbar. Da die Momentanreserve essentiell ist zur Beherrschung von Störfällen, genügt dagegen eine Mindestverfügbarkeit von 70 % für das Premiumprodukt – wie von Uniper gefordert – nicht. Wenn insoweit – wie Uniper meint – bei einer Mindestverfügbarkeit von 90 % im Grunde nur Einheiten in Betracht kämen, die ausschließlich für die Erbringung von Momentanreserve genutzt würden oder kontinuierlich einspeisen, kann das zutreffen, entspricht aber dem Ziel, über das Premiumprodukt nur Einheiten mit sehr hoher Verfügbarkeit zu kontrahieren. Eine sehr hohe Verfügbarkeit bedingt eine sehr hohe Systemdienlichkeit. Einheiten, die die Mindestverfügbarkeit von 90 % nicht einhalten können, sind nicht von der marktgestützten Beschaffung ausgeschlossen, sondern können wie gezeigt über das Basisprodukt kontrahiert werden. Zudem besteht die Möglichkeit, die Verfügbarkeit durch Aggregation verschiedener Momentanreserveerbringer zu erhöhen oder nur einen Teil der Momentanreserve der Einheit anzubieten und so eine höhere Verfügbarkeit zu erreichen. Insofern ist es die wirtschaftliche Entscheidung eines Anbieters, was der sinnvollere Einsatz seiner Einheit ist.

Die Mindestverfügbarkeit im Basisprodukt wurde nach der ersten Marktkonsultation von 50 % auf 30 % des Abrechnungszeitraums gesenkt, was vom BVES ausdrücklich begrüßt wird. Eine Absenkung war möglich, da eine Auswertung der ÜNB von ca. 190 Windparks über zwei Jahre gezeigt hat, dass bei einer Mindestverfügbarkeit von 30 % noch rund 70 % der Windparks bei einer Anlaufzeitkonstante von 5 s die Mindestverfügbarkeit erreichen. Bei einer Anlaufzeitkonstante von 2,5 s würden sogar 90 % der Windparks die Grenze von 30 % erreichen. Diesbezüglich scheint die Verfügbarkeitsgrenze von 30 % angemessen zu sein, da die Verfügbarkeit mit einer Aggregation von Einheiten noch gesteigert werden kann. Obwohl den ÜNB nur Zeitreihen auf Anlagenebene und nicht auf Einheitenebene vorlagen, scheinen die Zahlen dennoch zielführend für die Bestimmung der Mindestverfügbarkeit.

Laut **Abschnitt D.II. S. 3** kann der beschaffende ÜNB nach Abstimmung mit der Bundesnetzagentur abweichende Mindestverfügbarkeiten fordern. Die kann beispielsweise nötig sein, wenn neue Erkenntnisse zur Korrelation zur zeitlichen Verfügbarkeit von Erneuerbaren Energien und Momentanreservebedarfen vorliegen sollten. Des Weiteren könnte sich trotz sorgfältiger Ermittlung im Laufe der Zeit ergeben, dass eine Mindestverfügbarkeit zu hoch angesetzt ist und dies wichtige Einheiten von der Beschaffung ausschließt. Analog könnte eine Mindestverfügbarkeit zu niedrig sein und Einheiten einschließen, die aufgrund von systematischen Nichtverfügbarkeiten in relevanten Zeiträumen selten

bis nie verfügbar sind. Da eine abweichende Mindestverfügbarkeit dem Effizienzgedanken des § 12h EnWG Rechnung tragen muss, ist eine Abstimmung mit der Bundesnetzagentur erforderlich. Sollte ein ÜNB eine abweichende Mindestverfügbarkeit fordern, muss dies bei der Festpreisbildung berücksichtigt werden, soweit es Auswirkungen auf die zugrunde liegenden Kosten haben sollte.

Einige Konsultationsteilnehmer fordern, die Möglichkeit abweichender Mindestverfügbarkeiten zu streichen, da dies dem Ansatz von kosteneffizienten, standardisierten Produkten widerspreche oder weil eine Verfügbarkeit von weniger als 90 % nicht zielführend sei. Dem ist zu entgegnen, dass eine Änderung der in Satz 2 genannten Mindestverfügbarkeiten für die Beschaffung des Produkts in der gesamten Beschaffungsregion gilt. Insofern bleibt die Standardisierung bestehen. Gerade dann, wenn ein Produkt aufgrund einer unpassenden Mindestverfügbarkeit nicht oder nur unzureichend zur Deckung des Momentanreservebedarfes beiträgt, steht die Kosteneffizienz des Produktes in Frage. Über die Anpassung der Mindestverfügbarkeit kann die Effizienz der marktgestützten Beschaffung gewahrt werden. Zur Mindestverfügbarkeit unterhalb von 90 % siehe die Ausführungen zu Abschnitt D.II. S. 1. Soweit SMA meint, dass eine höhere Verfügbarkeit ohnehin im Vertrag geregelt werden könne, ist klarzustellen, dass die Mindestverfügbarkeit nicht bilateral verhandelbar ist und die tatsächliche Verfügbarkeit gemäß Abschnitt F berechnet wird.

e) Abschnitt E - Fristen

Abschnitt E enthält die im Rahmen der marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve einzuhaltenen Fristen. Nach **Satz 1** hat der beschaffende ÜNB dem Anbieter eines eingereichten Angebots unverzüglich, spätestens aber drei Monate nach Zugang des Angebotes, eine Rückmeldung zu geben, ob bzw. inwieweit noch Anpassungen des Angebots erforderlich sind, um die Vergütungsvoraussetzungen und die Produktdefinitionen zu erfüllen. Die Vergütungsvoraussetzungen sind in Abschnitt C und die Produktdefinitionen in Abschnitt D des Beschaffungskonzepts geregelt. Die Rückmeldung soll den Anbietern ermöglichen, ihre Angebote/Einheiten dahingehend anzupassen, dass sie kontrahiert werden können.

Sind alle Vergütungsvoraussetzungen und die Produktdefinitionen erfüllt, hat der beschaffende ÜNB das Angebot gemäß **Satz 2** in der in Satz 1 genannten Frist anzunehmen. Dies schafft Rechtssicherheit für den Anbieter und regelt gleichzeitig die Frist, innerhalb derer der Anbieter an sein Angebot gebunden ist. Für die Einreichung eines angepassten Angebots durch den Anbieter sowie für die Prüfung eines angepassten Angebots durch den ÜNB gilt nach **Satz 3** jeweils eine Frist von drei Monaten. Sollte also ein abgegebenes Angebot zunächst (noch) nicht vergütungsfähig gewesen sein, kann der Anbieter es innerhalb von drei Monaten anpassen. Jedes Angebot, was vom Anbieter nach dieser Frist eingereicht wird, gilt als neues Angebot. Dann können in der Folge ggf. andere Vertrags-

konditionen und insbesondere ein anderer Festpreis gelten. Die Fristvorgabe für die erneute Einreichung ist notwendig, da ein Anbieter anderenfalls ein nicht kontrahierungsfähiges Angebot einreichen könnte, um sich einen (höheren) Festpreis zu sichern, aber erst Jahre später ein tatsächlich kontrahierbares Angebot abgibt. Durch ein solches Vorgehen hätten die ÜNB nur wenig Planungssicherheit. Dies erschwerte dem ÜNB die Planung von Netzführung und -betrieb. Wird ein Angebot nach einer Rückmeldung des beschaffenden ÜNB durch den Anbieter angepasst, so muss der beschaffende ÜNB innerhalb von drei Monaten das Angebot annehmen oder – sofern das Angebot die Vergütungsvoraussetzungen und die Produktdefinitionen immer noch nicht erfüllt – ablehnen. Auch dies dient der Rechtssicherheit des Anbieters, s.o.

Nach **Abschnitt E S. 4** beträgt die in Satz 1 genannte Frist bis 18 Monate nach dem Datum dieser Festlegung sechs Monate. Die Verlängerung der dreimonatigen Rückmeldefrist auf sechs Monate für die ersten 18 Monate nach Erlass der gegenständlichen Festlegung ist aus zwei Gründen erforderlich: Erstens beträgt die Umsetzungsfrist gemäß Abschnitt A.X. S. 1 neun Monate. Vor Veröffentlichung der Beschaffungsinformationen durch die ÜNB nach Abschnitt A.X. ist es mangels Kenntnis der genauen Vertragskonditionen sehr unwahrscheinlich, dass bei den ÜNB Angebote eingereicht werden. Auch unmittelbar nach Ablauf der Umsetzungsfrist ist noch mit keinem großen Angebotseingang zu rechnen. Die nach Ablauf der Umsetzungsfrist verbleibenden neun der achtzehn Monate ermöglichen den ÜNB den Aufbau entsprechender Prüf- und Administrationsprozesse. Die auf sechs Monate verlängerte Prüf- und Angebotsannahmefrist innerhalb der ersten 18 Monate nach Festlegungsdatum stellt sicher, dass die ÜNB einen gewissen Erfahrungsschatz aufbauen und Prozesse implementieren können, bevor die schnellere Rückmeldung innerhalb von drei Monaten zwingend ist.

f) Abschnitt F – Verfügbarkeit

Abschnitt F enthält Vorgaben und Berechnungsvorschriften zur Verfügbarkeit. Sie sind relevant für die Einhaltung der Mindestverfügbarkeit und für die Höhe der auszahlenden Vergütung.

Gemäß **Abschnitt F.I. S. 1** erfolgt die Ermittlung der Verfügbarkeit auf Basis aller Viertelstunden eines Abrechnungszeitraums. Die Vorgabe stellt einen Gleichlauf des in Abschnitt B.I. definierten Abrechnungszeitraums und des Zeitraums, für welchen die Verfügbarkeit ermittelt wird, sicher. So ergibt sich die gemeinsame Basis für die Ermittlung der Einhaltung der Mindestverfügbarkeit und der Vergütungshöhe.

Nach **Abschnitt F.I. S. 2** wird die Verfügbarkeit auf Basis von viertelstündlichen Messwerten auf Einheitenebene ermittelt. Das Viertelstundenintervall wurde gewählt, da dies den üblichen Standardprodukten auf dem Strommarkt sowie den üblichen Messintervallen entspricht und daher auf etablierte Prozesse zurückgegriffen werden kann.

Siemens Gamesa und VDMA möchten, dass die Verfügbarkeit auf Anlagen- statt auf Einheitenebene ermittelt wird, da dies eine übergreifende Regelung ermöglichen und die Verfügbarkeit – etwa für Windparks oder Hybrid Plant – deutlich erhöhen würde. Da aggregierte Einheiten jedoch nicht zwingend innerhalb einer Anlage liegen und innerhalb einer Anlage nicht zwingend alle Einheiten für Momentanreserve kontrahiert sind, konnte dieser Eingabe nicht gefolgt werden. Der Wunsch nach einer höheren Verfügbarkeit von Windparks oder Hybridkraftwerken kann dadurch erfüllt werden, dass mehrere Einheiten gemäß Abschnitt B.VIII. zu einem Einheitenverbund zusammengefasst werden. Die Messwerte sind auch deshalb auf Einheitenebene erforderlich, weil jede einzelne umrichterbasierte Einheit ihren jeweiligen Grenzwert zur Wirkleistungseinspeisung gemäß Abschnitt F.II. einhalten muss. Nur so kann die Verfügbarkeit des Einheitenverbundes nach Abschnitt F.IV. ermittelt werden.

Ein Beispiel kann die Notwendigkeit der Betrachtung auf Einheitenebene verdeutlichen: Speist eine Anlage bestehend aus 100 gleich großen, momentanreservefähigen Einheiten insgesamt 50 % ihrer maximalen Wirkleistung ein, kann das z.B. bedeuten, dass alle 100 Einheiten eine Leistung von jeweils 50 % erbringen. Es wäre aber auch denkbar, dass 50 Einheiten jeweils eine Leistung von 100 % einspeisen und die übrigen Einheiten stillstehen. Die Wirkleistungseinspeisung der Anlage wäre in beiden Fällen gleich hoch. Im zweiten Fall würde aber nur die Hälfte der Momentanreserve des Einheitenverbundes bereitgestellt. Es ist daher sachgerecht, dass die Verfügbarkeit auf Einheitenebene ermittelt wird.

Die Verfügbarkeit wird gemäß **Abschnitt F.I. S. 3** als Anteil eines Abrechnungszeitraums in Prozent ausgedrückt. So lässt sich ermitteln, ob die für das jeweilige Produkt notwendige Mindestverfügbarkeit nach Abschnitt D.II., die ebenfalls in Prozent ausgedrückt wird, erreicht wurde.

Abschnitt F.II. erläutert, wann umrichterbasierte Einheiten als verfügbar gelten. **Abschnitt F.II. S. 1** beschreibt, dass Einheiten in einer Viertelstunde als verfügbar betrachtet werden, wenn die in einer Viertelstunde durchschnittliche Wirkleistung bei negativer Momentanreserve oberhalb des berechneten Grenzwertes P_{grenzneg} bzw. bei positiver Momentanreserve unterhalb des berechneten Grenzwertes P_{grenzpos} liegt. Die Einhaltung des Grenzwertes stellt sicher, dass kontrahierte Einheiten nur für die Zeiträume eine Vergütung erhalten, in denen sie einen systemstützenden Beitrag zur Momentanreserveerbringung in Höhe der kontrahierten Menge leisten können. Liegt z.B. im Falle einer Erzeugungseinheit die durchschnittliche Einspeisung einer Viertelstunde oberhalb des Grenzwertes P_{grenzpos} , kann die Einheit ihre vermarktete positive Momentanreserve nicht oder nicht in der vermarkteten Höhe bereitstellen. Gleiches gilt für Verbraucher für den Fall negativer Momentanreserve, wenn der Bezug unterhalb des Grenzwertes P_{grenzneg} liegt. In dieser Viertelstunde gilt die Einheit als nicht verfügbar.

Relevant ist die Grenzwertvorgabe ausschließlich für Einheiten, die mit netzbildenden Umrichtern ausgestattet sind. Bei Synchronmaschinen ergibt sich die Momentanreserve aus den rotierenden Massen. Dies ergibt sich – unabhängig von der momentanen Einspeiseleistung – aus den physikalischen Eigenschaften bzw. Gegebenheiten, da sich bei unterschiedlicher Einspeiseleistung die rotierenden Massen ebenso wenig ändern wie die Drehzahl der Synchronmaschine. Demnach erübrigt es sich, eine Grenzleistung für Synchronmaschinen zu beschreiben. Es ist vielmehr ausreichend, wenn eine Synchronmaschine in einer Viertelstunde mit dem Netz synchronisiert ist, da in diesem Fall die rotierenden Massen in voller Höhe auf das Netz wirken können.

Der VDE FNN bringt vor, zum gegenwärtigen Zeitpunkt sei kein Nachweis der im Entwurf des Beschaffungskonzeptes aufgeführten Grenzwerte (P_{grenzneg} und P_{grenzpos}) enthalten. Ein entsprechender Nachweis sei im FNN-Hinweis zu beschreiben und die verwendeten Begrifflichkeiten seien (zwischen Beschaffungskonzept und FNN-Hinweis) zu harmonisieren. Für die genannten Grenzwerte ist allerdings kein Nachweis erforderlich, da die Werte aufgrund von physikalischen Zusammenhängen ermittelt werden. Ob der Grenzwert eingehalten wird oder nicht ergibt sich aus den 15-Minuten-Mittelwerten der Wirkleistungseinspeisung bzw. des Wirkleistungsbezugs einer Einheit. Die Grenzwerte sind abhängig von der vermarkteten Momentanreservemenge und von der kurzfristig minimal bzw. maximal möglichen Leistung $P_{\text{max,dyn}}$ bzw. $P_{\text{min,dyn}}$ einer Einheit.

Sollte die Erbringung von Momentanreserve weiteren Beschränkungen unterliegen oder sollte es in diesem Bereich Möglichkeiten zur Erbringung von Momentanreserve in der kontrahierten Höhe geben (z.B. Statcom-Betrieb bei Windturbinen), sind diese nach **Abschnitt F.II. S. 2** im Zertifikat auszuweisen und bei der Verfügbarkeitsermittlung zu berücksichtigen. Da die Erbringung oder die Beschränkung in diesen Bereichen einheitenspezifisch ist, ist hierzu im Beschaffungskonzept keine allgemeingültige Regelung enthalten. Dies muss auf Grundlage des FNN-Hinweises und der Zertifizierung im Vertrag zwischen ÜNB und Anbieter geregelt werden.

Abschnitt F.II. S. 3 nennt sodann die Formeln für die Berechnung der Grenzwerte zur Leistungsvorhaltung, die eine Einheit einhalten muss, um als verfügbar zu gelten. Damit umrichterbasierte Einheiten die vermarktete Momentanreserve tatsächlich erbringen können, muss eine gewisse Wirkleistungsabsenkung (für negative Produkte) oder -erhöhung (für positive Produkte) möglich sein. Daher müssen diese Einheiten eine Leistung vorhalten (also einen Teil ihrer Leistung für Momentanreserve „freihalten“), um im Sinne des Beschaffungskonzepts als verfügbar zu gelten. Sobald der Arbeitspunkt einer umrichterbasierten Einheit „diesseits“ des Grenzwertes liegt, stellt sie Momentanreserve in ihrer kontrahierten Höhe bereit. Mehrere Teilnehmer der ersten Marktkonsultation hatten gefordert, zwischen der Erbringung negativer und positiver Momentanreserve zu differenzieren. Dem ist die Beschlusskammer gefolgt und es wurden Grenzwerte für negative Momentanreserve (P_{grenzneg}) und positive Momentanreserve (P_{grenzpos}) eingefügt.

Es ist zu beachten, dass für die Formeln einheitlich das Erzeugerzählpeilsystem gewählt wurde. Dieses besagt, dass eine Energieeinspeisung in das Stromnetz mit einem positiven Vorzeichen versehen wird. Im Gegenzug wird ein Energiebezug aus dem Netz mit einem negativen Vorzeichen versehen. Dies hat zur Folge, dass bei einem Bezug durch eine Verbrauchseinheit oder den Einspeichervorgang eines Speichers ein negativer Leistungswert herangezogen wird (Entnahme aus dem Netz). Dieser wird mit einer größeren Last stärker negativ. Das bedeutet, dass der (betragsmäßig) maximale Bezug einer Verbrauchseinheit der minimalen Leistung im Erzeugerzählpeilsystem entspricht. Es ist dabei unerheblich, ob eine Einheit eine kurzzeitige Leistungsumkehr zur Erbringung von Momentanreserve ermöglicht oder sich nur in einem der beiden Betriebsmodi „Erzeugung“ oder „Bezug“ befinden kann. Eine einheitliche Betrachtung im Rahmen des Erzeugerzählpeilsystems ist sinnvoll, damit alle Einheiten in allen Betriebsmodi gemeinsam betrachtet werden können. Sofern zwischen Erzeuger- und Verbraucherzählpeilsystem gewechselt würde, würde der Aufwand zur Ermittlung der Verfügbarkeit erhöht, da die Grenzwerte für Verbrauch und Erzeugung vom jeweiligen Zählpeilsystem abhängen. Dies wäre zudem anfällig für Missverständnisse und Fehler.

Der Ausgangswert für die Ermittlung der vorzuhaltenden Leistung bei negativer Momentanreserve ist die minimale dynamische Wirkleistung $P_{min,dyn}$. Von dieser ausgehend muss die Leistung einer Einheit in einer Viertelstunde mindestens um denjenigen Wert oberhalb von $P_{min,dyn}$ liegen, der sich aus der vermarkteten Momentanreserve und dem Frequenzgradienten von 2 Hz/s ergibt ($m \cdot T_{AN} \cdot P_N \cdot \frac{0,04}{s}$). Der Ausgangswert für die Ermittlung der vorzuhaltenden Leistung bei positiver Momentanreserve ist die maximale dynamische Wirkleistung $P_{max,dyn}$. Von dieser ausgehend muss die Leistung einer Einheit in einer Viertelstunde mindestens um denjenigen Wert unterhalb von $P_{max,dyn}$ liegen, der sich aus der vermarkteten Momentanreserve und dem Frequenzgradienten von 2 Hz/s ergibt ($m \cdot T_{AN} \cdot P_N \cdot \frac{0,04}{s}$). Falls die Größen $P_{max,dyn}$ bzw. $P_{min,dyn}$ nicht im Einheitenzertifikat ausgewiesen werden, sind für sie im Falle von positiver Momentanreserve die dauerhaft maximal oder im Falle von negativer Momentanreserve die dauerhaft minimal mögliche Leistung der Einheit anzusetzen.

Diese Werte $P_{grenzpos}$ und $P_{grenzneg}$ sind physikalisch abhängig von der Anlaufzeitkonstante und der Nennleistung der Einheit. Nicht veränderbar in der Berechnung ist der Faktor 0,04/s, der sich aus dem Quotienten der Frequenzänderungsgeschwindigkeit von 2 Hz/s und der Nennfrequenz von 50 Hz ergibt. Der Faktor m ist frei vom Anbieter wählbar und ermöglicht es ihm, nur einen Teil der Momentanreserve zu vermarkten.

In der Formel wird die dimensionierungsrelevante Frequenzänderungsgeschwindigkeit (RoCoF) zugrunde gelegt. Diese beträgt 2 Hz/s, da dies den lokal auftretenden RoCoF an der Einheit beschreibt.

Gemäß den Ausführungen der ÜNB im Systemstabilitätsbericht 2023⁴⁶ treten infolge von Netzauf-trennungen lokal wesentlich höhere Frequenzgradienten auf als im globalen Netz. Diese lokalen Fre-quenzgradienten entsprechen denjenigen Gradienten, die direkt an einer Einheit auftreten können und sind damit für die Momentanreserve dimensionierungsrelevant. Insofern ist eine Frequenzände-rung von 2 Hz/s sachgerecht gewählt. Diese Tatsache wurde in Art. 13 Abs. 2 lit. b des ACER-Ent-wurfs für die Novelle der RfG-VO für Typ-2-Anlagen ebenfalls berücksichtigt. Typ-2-Anlagen müssen demnach sogar einen maximalen RoCoF von bis zu 4 Hz/s für 250 ms durchfahren.

Der in der Formel enthaltene Faktor m ist der Anteil der Momentanreservemenge, den der Anbieter dem beschaffenden ÜNB anbietet. Der Faktor m liegt zwischen 0 und 1. Der Anbieter kann selbst entscheiden, welchen Anteil (m) der Momentanreservemenge seiner Einheit/seines Einheitenverbun-des er gegenüber dem ÜNB als Momentanreserve vermarktet. Dieser Anteil darf während der Vor-laufzeit und des Erbringungszeitraums nicht verändert werden (vgl. auch Abschnitt H.VI. S. 5) und wird für die Ermittlung der Verfügbarkeit herangezogen. Physikalisch ändert sich durch das Einfügen eines m -Faktors an der Momentanreserveerbringung nichts. Die Erbringung von Momentanreserve hängt physikalisch allein von der Anlaufzeitkonstanten und der Nennleistung der Einheit ab. Aller-dings wird dem Anbieter über dem Faktor m ermöglicht, den angebotenen Anteil Momentanreserve zu reduzieren. Sofern ein m -Faktor kleiner eins gewählt wird, verschiebt sich für negative Momentan-reserve die Verfügbarkeitsgrenze (P_{grenzneg}) zu kleineren und für positive Momentanreserve die Ver-fügbarkheitsgrenze (P_{grenzpos}) zu größeren Werten. Das Ergebnis ist ein größerer Bereich, in dem eine Einheit als verfügbar gilt. Der m -Faktor kann für positive und negative Momentanreserve unterschied-lich gewählt werden. Ein Faktor m kleiner eins führt zwar zu einer Erhöhung der Verfügbarkeit, geht aber zu Lasten der vergütungsfähigen Momentanreservemenge (siehe Abschnitt H.VI. S. 2). Der Fak-tor m ist somit eine Stellgröße, über die Anbieter Einfluss auf die angebotene Menge an Momentan-reserve und deren Verfügbarkeit nehmen können.

Der VDE FNN bat in der zweiten Marktkonsultation darum, zu prüfen, ob durch den Faktor " m " mit Bezug auf den FNN-Hinweis redundante oder sogar widersprüchliche Anforderungen gestellt werden. Hierauf ist klarzustellen, dass der Faktor m lediglich für die Verfügbarkeitsbestimmung und Vergütung relevant ist und keine Änderung der physikalischen Eigenschaften einer Einheit nach sich zieht. Damit hat der m -Faktor keinen Einfluss auf die Zertifizierung. Aus diesem Grund gibt es weder Widersprüche noch Redundanzen zum FNN-Hinweis.

⁴⁶ 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, Systemstabilitätsbericht 2023, Mai 2024, S. 18, online abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/Strom/Systemstabilitaet/Systemstabilitaetsbericht.pdf?_bl_ob=publicationFile&v=5.

VDMA meint, der m -Faktor müsse weitergehend erklärt werden und in den Definitionen unter Abschnitt B aufgenommen werden. Für einen frei wählbaren Faktor bedarf es aus Sicht der Beschlusskammer jedoch keine weitergehende Definition unter Abschnitt B. Ebenso wenig ist eine weitergehende Erläuterung im Beschaffungskonzept notwendig, da die Legende der Formeln zur Ermittlung der Verfügbarkeit in Abschnitt F.II. S. 3 die wesentlichen Informationen enthält. Im obigen Abschnitt wurde zudem klargestellt, welchen Einfluss der Faktor m auf die Verfügbarkeit und die Vergütung einer Einheit hat.

Ørsted möchte, dass statt auf die durchschnittlich erbrachte Wirkleistung auf die in einer Viertelstunde durchschnittlich verfügbare Wirkleistung abgestellt wird und diese anhand eines vom Anbieter zu definierenden und zu zertifizierenden Grenzwertes bestimmt wird. Zudem müssten netzbetreiberbedingte Einschränkungen wie Redispatch, Erzeugungsmanagement etc. berücksichtigt werden. Soweit Ørsted die Sorge ausdrückt, dass die Bestimmung der Grenzwerte ausschließlich beim ÜNB liege, enthält das Beschaffungskonzept nunmehr Formeln zur Grenzwertbestimmung. Über die durchschnittlich in einer Viertelstunde erbrachte/bezogene Wirkleistung wird ermittelt, ob die für Momentanreserve freizuhaltende Leistung frei bzw. verfügbar war. Damit ist klargestellt, dass die Grenzwertbestimmung nicht beim ÜNB liegt. Der beschaffende ÜNB hat auf die Grenzwerte auch keinen Einfluss, da die in die Formel eingehenden Parameter im Einheitenzertifikat auszuweisen sind. Sofern Ørsted möchte, dass der Anbieter den Grenzwert selbst bestimmen kann, ist dies durch eine Teilvermarktung anhand des m -Faktors möglich. Zum Punkt der netzbetreiberbedingten Einschränkungen vgl. die Ausführungen zu Abschnitt A.VII.

Von Enercon wurde in der ersten Konsultation gefordert, bei der Erbringung positiver Momentanreserve für die Grenzwertberechnung auf die vorgehaltene statt auf die erbrachte Wirkleistung abzustellen und den Grenzwert für negative und positive Momentanreserve auf Basis der angebotenen Anlaufzeitkonstante zu definieren. Bei negativer Momentanreserve bestehe ein kausaler Zusammenhang zwischen der Höhe der T_{AN} und der dafür erforderlichen Mindestleistung. Bei positiver Momentanreserve bestehe ein kausaler Zusammenhang zwischen vorgehaltener Leistung und angebotener positiver Momentanreserve. Diese Zusammenhänge spiegeln sich nunmehr in den Formeln für die Grenzwertbestimmung für positive und negative Momentanreserve.

Der Forderung, die vorgehaltene und nicht die erbrachte Wirkleistung als Bemessungskriterium heranzuziehen, ist zu entgegnen, dass dies nicht Aufgabe des Beschaffungskonzepts ist. Vielmehr wird im Zertifizierungsprozess definiert, in welchen Arbeitspunkten Einheiten Momentanreserve erbringen können müssen. Dadurch, dass die eingespeiste bzw. bezogene Wirkleistung unterhalb des Grenzwertes P_{grenzpos} liegen muss, damit die Einheit in der betreffenden Viertelstunde als verfügbar gilt, ist

indirekt sichergestellt, dass eine hinreichende Leistungsvorhaltung zur Erbringung der positiven Momentanreserve besteht bzw. bestanden hat. Die Ermittlung der Verfügbarkeit auf Basis der tatsächlich eingespeisten Wirkleistung ist insoweit sachgerecht.

BVES und RWE meinen, in den Formelerläuterungen solle das Wort „Vorhaltung“ durch das Wort „Abruf“ ersetzt werden, so dass es dort heiße „Maximal mögliche Leistungsaufnahme (bzw. -abgabe) je Viertelstunde. Dieser Wert ist, falls zutreffend, um anderweitig vermarkteten Leistungsabruf (v.a. für negative bzw. positive Regelleistung) zu reduzieren“. Anderenfalls werde das Potenzial der Bereitstellung von Momentanreserve gekürzt, obwohl es sich nur um eine Vorhaltung von Leistung und keine tatsächliche Einschränkung der Verfügbarkeit handele. Da die Verfügbarkeit als Grundlage für die Vergütungsansprüche ex-post bestimmt werde, solle mit Blick auf Leistungsvorhaltung nur der tatsächliche Abruf berücksichtigt werden, der eine Bereitstellung von Momentanreserve tatsächlich einschränke. Dieser Forderung wurde entsprochen. Da es für die Momentanreservebereitstellung allein auf die tatsächliche Verfügbarkeit ankommt, ist es unerheblich, aus welchem Grund eine Einheit nicht verfügbar war.

Soweit VDMA erwähnt wissen möchte, dass die minimal mögliche Einspeisung bei Synchronmaschinen gleich Null ist, beziehen sich die Formeln ausweislich des klaren Wortlauts von Abschnitt F.II. S. 1 nur auf umrichterbasierte Einheiten und damit gerade nicht auf Synchronmaschinen.

SMA forderte eine Anpassung der Formel zur Berechnung der Verfügbarkeit, wonach für die Berechnung der Grenzwerte die Werte für die Spitzenleistung eingesetzt werden sollten, die eine Einheit auch kurzzeitig erbringen könne. Der Forderung wurde nachgekommen, da diejenigen Grenzwerte eingehalten werden müssen, bei denen die Erbringung von Momentanreserve noch möglich ist. Sofern eine Einheit kurzzeitig überlastfähig ist, kann sie im Falle des Erbringens von Momentanreserve diese Fähigkeit nutzen.

VDE FNN hat eine Ergänzung dahingehend gewünscht, dass anhand der Betriebsgrößen (Arbeitspunkte bzgl. Wirk- und Blindleistung) nachzuweisen sei, dass die vorgesehene Leistungsreserve vorgehalten wurde. Ziel einer marktlichen Beschaffung müsse sein, dass eine Einheit „im Fall der Fälle“ auch einen signifikanten Beitrag leisten könne. Dass eine "signifikante" Menge an Momentanreserve erbracht wird, wird sichergestellt, indem der Grenzwert für die durchschnittlich erbrachte Wirkleistung eingehalten werden muss. Dieser Grenzwert ist je Einheit durch die Menge der kontrahierten Momentanreserve steuerbar. Wird der Grenzwert nicht eingehalten, ist die Einheit nicht verfügbar. Es ist Aufgabe des Zertifizierungsverfahrens, die tatsächliche Fähigkeit einer Einheit, Momentanreserve erbringen zu können, zu prüfen und zu bestätigen. Weiterhin regte der VDE FNN an, bei der Erbringung

negativer Momentanreserve den Zusammenhang zwischen Mindestleistung und T_{AN} in den Anforderungen aufzunehmen. Dem ist die Beschlusskammer durch die Aufnahme der Formeln für die Grenzwerte P_{grenzpos} und P_{grenzneg} gefolgt.

Nach **Abschnitt F.II. S. 4** wird die Verfügbarkeit eines umrichterbasierten Speichers zusätzlich anhand einer vom beschaffenden ÜNB im Mustervertrag vorgegebenen Formel für die Energievorhaltung bestimmt. Neben der Leistungsvorhaltung ist bei Speichern auch eine Vorgabe zur Energievorhaltung notwendig, damit die vermarktete Momentanreserve tatsächlich erbracht werden kann: Für die Energievorhaltung muss bei einer Kontrahierung für negative Momentanreserve jederzeit genügend freie Speicherkapazität zur Einspeicherung zur Verfügung stehen. Bei einer Kontrahierung für positive Momentanreserve muss dagegen immer genügend Energie im Speicher vorhanden sein, um Energie an das Netz abzugeben.

Gemäß **Abschnitt F.II S. 5** ist die Energievorhaltung für umrichterbasierte Speicher abhängig von der kontrahierten Menge an Momentanreserve. Die Formel gibt die Energiemenge wider, die bei einem Frequenzabfall von der Nennfrequenz von 50 Hz auf 47,5 Hz von einer Einheit mit der Anlaufzeitkonstante T_{AN} und der Nennwirkleistung P_N als Momentanreserve in guter Näherung abzugeben bzw. bei einem Frequenzanstieg von 50 Hz auf 52,5 Hz ebenfalls in guter Näherung aufzunehmen ist. Gemäß dem FNN-Hinweis liegt der Betriebsbereich von netzbildenden Einheiten zwischen 47,5 Hz und 52,5 Hz. Die im Mustervertrag verwendete Formel hat sich an folgender Formel zu orientieren:

$$\Delta E_{\text{neg/pos}} \approx 0,05 \cdot m \cdot P_N \cdot T_{AN}$$

Die Werte für die Energievorhaltung sind je Speichereinheit auszuweisen. Es handelt sich um diejenige Energiemenge, die eine Einheit für die Erbringung ihrer kontrahierten Momentanreserve maximal benötigt. Die rechnerische Ermittlung stellt sicher, dass eine einheitliche und diskriminierungsfreie Vorhaltung für alle Anbieter gewährleistet wird.

Vattenfall fordert Spezifizierungen der Vorhalteenergie (MWh) je Erbringungszeitraum sowie des Frequenzbands für die Erbringung und der Reaktionsgeschwindigkeiten inklusive der zu befolgenden Rampenraten. Für Batteriespeicher sei die Energieerbringung begrenzt. Es sei unklar, in welchem Umfang Vorhalteenergie erforderlich sei und wie sich dies auf die Bereitstellung auswirke. Die Vorhalteenergie wird im Mustervertrag bestimmt, s.o. Das Frequenzband ergibt sich aus anderweitigen Vorgaben wie FNN-Hinweis⁴⁷, RfG-VO und TAR. Die Reaktion hat unverzögert zu erfolgen, wie sich

⁴⁷ Kapitel 5.1.2.1. des FNN-Hinweises regelt, dass sämtliche netzbildenden Einheiten an der netzsicherheitsbasierten Primärregelung teilzunehmen haben. Kapitel 5.1.2.2 regelt Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung, wobei Rn. 1 und 12 den Frequenzbereich für umrichterbasierte Einheiten regeln. Aus Kap. 4 ergibt sich, dass diese Grenzwerte auch für Synchronmaschinen und rotierende Phasenschieber gelten. Im Ergebnis sind also alle Einheiten, die das Beschaffungskonzept adressiert, verpflichtet, das im FNN-Hinweis geregelte Frequenzband einzuhalten.

bereits aus den Abschnitten A.I. S. 4 und C.I. S. 2 Nr. 8 S. 1 ergibt. Die Rampenraten entsprechen dem Frequenzgradienten.

Sofern Fluence Energy GmbH die Anforderungen an eine Leistungs- und Energievorhaltung als unklar sieht, ergeben sich die Grenzwerte für die Leistungsvorhaltung aus den Formeln in Abschnitt F.II. S. 3. Die Energievorhaltung ergibt sich aus dem Mustervertrag und den obigen Ausführungen. Sofern Fluence meint, dass die Zurückhaltung von Leistungs- oder Energiereserven zu Opportunitätskosten führe, sei gesagt, dass ein Anbieter Opportunitätskosten, falls aus seiner Sicht anfallend, über den Festpreis abgelten muss.

BVES fragt, ob das Verständnis zutrifft, dass bei einem 10 MW Speicher jeweils 2,5 MWh ($15 \text{ min} * 10 \text{ MW}$) bis 0 % oder 100 % der Speicherkapazität freigehalten werden müssten und der Speicher nicht nur im Standby, sondern zusätzlich nicht ganz be- oder entladen sein dürfe, um als verfügbar gewertet zu werden. Hierbei handelt es sich um ein Missverständnis: Lediglich die Verfügbarkeit wird auf die Viertelstunde bezogen, nicht die konkrete Erbringung. Die Momentanreserve muss in Höhe der vermarkteten Momentanreserve erbracht werden können. Richtig ist allerdings, dass der Speicher nicht vollständig be- oder entladen sein darf, siehe insoweit bereits oben. Lediglich etwa 5% des Produktes aus dem Faktor m , der Anlaufzeitkonstante und der Nennwirkleistung eines Speichers sind für die Momentanreserve freizuhalten (s.o.). Wie groß dieser Anteil bezogen auf das Speichervolumen in MWh ist, hängt von der Wahl der Anlaufzeitkonstante und des Faktors m ab. Bei einer Anlaufzeitkonstante von beispielsweise 10 s und einem Faktor $m = 1$ ergibt sich bei einem 10-MW-Speicher ein für die Momentanreserve freizuhaltendes Speichervolumen näherungsweise von $0,05 * 1 * 10 \text{ s} * 10 \text{ MW} = 50 \text{ MWh}$.

Darüber hinaus gelten Speicher nach **Abschnitt F.II. S. 6** nur dann als verfügbar, wenn diese in der kompletten Viertelstunde mit dem Netz synchronisiert sind. Insoweit wurde der Stellungnahme der Fluence Rechnung getragen, wonach Speicher zur Bereitstellung von Momentanreserve auch dann zur Verfügung stehen, wenn sie in der entsprechenden Viertelstunde keinerlei Wirkleistungsabgabe oder -bezug verzeichnen. Vielmehr genügt es, wenn ein Speicher „am Netz“ ist und aufgrund ausreichender Leistungs- und Energievorhaltung in der Lage ist, Momentanreserve zu erbringen.

Siemens Energy und VDMA bringen in der ersten Konsultation ein, dass sich z.B. bei Gasturbinen die Mindestleistung im Bereich von 30-50 % P_{binst} oder höher bewege, da die Wirkleistungserbringung immer emissionskonform sein müsse. Daher müsse ihr Grenzwert der minimalen Wirkleistungseinspeisung entsprechen. Darauf ist zu erwidern, dass Abschnitt F.II. gemäß Satz 1 ausschließlich umrichterbasierte Einheiten adressiert. Dementsprechend gelten die berechneten Grenzwerte nicht für Synchronmaschinen. Die Verfügbarkeit von Synchronmaschinen regelt Abschnitt F.III.

VDMA trägt vor, wenn die Berücksichtigung der Verfügbarkeit abhängig von der eingespeisten Leistung sei, käme es auf die Verfügbarkeit der Primärenergiequelle an. Daher solle stattdessen nur darauf geschaut werden, ob die Einheit sich innerhalb der spezifizierten Betriebsbedingungen befinde und die zugesagte Momentanreserve bereitstellen könne. Sonst werde es nicht möglich sein, eine Verfügbarkeit von 90 % zu erreichen, da die Abhängigkeit zu aleatorischen Bedingungen dies stark beeinflusse. Das Verständnis von VMDA ist korrekt, da die jeweiligen Grenzwerte für die Wirkleistungseinspeisung eingehalten werden müssen, um als verfügbar zu gelten. Um zu berücksichtigen, dass es Einheiten gibt, die auf Basis volatiler Primärenergiequellen operieren, wird die Beschaffung unterteilt in Basis- und Premiumprodukt mit entsprechend gewählten Mindestverfügbarkeiten. Insbesondere beträgt die Mindestverfügbarkeit im Basisprodukt nur 30 %, auf die Beschlussbegründung zu Abschnitt D.II. wird insoweit verwiesen.

Nach **Abschnitt F.III. S. 1** gelten Synchronmaschinen als verfügbar, wenn sie in der kompletten Viertelstunde mit dem Netz synchronisiert sind. Synchronmaschinen können unabhängig vom aktuellen Arbeitspunkt Momentanreserve bereitstellen, wenn sie mit dem Netz gekuppelt sind. Bei Synchronmaschinen ist ausschließlich die mechanische Schwungmasse und die Umdrehungsgeschwindigkeit dieser Masse ausschlaggebend für die Erbringung von Momentanreserve. Diese Werte sind bei Synchronmaschinen konstant. Daher kommt es bei ihnen für die Berechnung ihrer Verfügbarkeit nur auf die Synchronisation mit dem Netz an.

Bei Synchronmaschinen mit der Fähigkeit zum Phasenschieberbetrieb wird gemäß **Abschnitt F.III. S. 2** die Summe der Verfügbarkeiten im Wirkleistungsbetrieb und im Phasenschieberbetrieb zugrunde gelegt (Gesamtverfügbarkeit der Einheit). Durch diese Formulierung wird der Forderung von BDEW, RWE Generation und vgb Rechnung getragen, wonach die Gesamtverfügbarkeit beim Betrieb von Synchronmaschinen, die sich sowohl im Wirkleistungsbetrieb als auch im Betrieb eines rotierenden Phasenschiebers befinden können, klargestellt werden solle. Die Gesamtverfügbarkeit ergibt sich bei ihnen aus der Summe der Verfügbarkeit im Wirkleistungsbetrieb und der Verfügbarkeit im Phasenschieberbetrieb. Für die Verfügbarkeitsberechnung gilt diese Ermittlung unabhängig davon, ob im Wirkleistungsbetrieb eine zusätzliche Schwungmasse installiert wurde.

Soweit Siemens Energy und VDMA das Verständnis haben, dass bei Typ-1-Anlagen (Turbosätzen) mit zusätzlichem Schwungrad die Bereitstellung von Wirkleistung und Momentanreserve fest aneinander gekoppelt sei, aber im Wirkleistungsbetrieb nur das zusätzliche Schwungrad zur Momentanreservevergütung angesetzt werde, ist dies korrekt und ergibt sich aus Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 1 S. 4.

Nach **Abschnitt F.IV.** gilt ein Einheitenverbund in einer Viertelstunde dann als verfügbar, wenn seine kontrahierte Momentanreserve in Summe durch die im Sinne von Abs. II, III verfügbaren Einheiten in

der betreffenden Viertelstunde bereitgestellt wird. Da bei einer Aggregation mehrere Einheiten gemeinsam Momentanreserve bereitstellen, regelt das Beschaffungskonzept, wie in diesem Fall die Verfügbarkeit zu ermitteln ist. Klarzustellen ist, dass es bei einem Einheitenverbund nicht erforderlich ist, dass eine Einheit allein die gesamte kontrahierte Momentanreserve erbringen kann, sondern sich die Momentanreservemenge auch aus mehreren kumulierten Einheiten des Einheitenverbundes ergeben kann, wie es der BVES in seinem Konsultationsbeitrag angeregt hatte. Soweit der BDEW meint, es solle auf die vorzuhaltende Momentanreserve abgestellt werden, ist zu erwidern, dass das Beschaffungskonzept in diesem Punkt klarstellend angepasst wurde. Es geht nun klar hervor, dass von einer oder mehreren Einheiten die insgesamt kontrahierte Menge an Momentanreserve vorgehalten werden muss.

g) Abschnitt G – Rahmenbedingungen für die Preisgestaltung

Abschnitt G enthält die Rahmenbedingungen für die Preisgestaltung. Diese Vorgaben richten sich an den beschaffenden ÜNB, da er mit der Bestimmung des Festpreises betraut ist.

Nach **Abschnitt G.I. S. 1** hat der beschaffende ÜNB den Festpreis und dessen Entwicklung über den Vorschauzeitraum von zwei Jahren mit Hilfe eines unabhängigen Sachverständigen zu bestimmen. Die Bestimmung durch einen unabhängigen Sachverständigen dient zum einen dazu, von vornherein dem Verdacht entgegenzuwirken, der ÜNB bestimme den Festpreis zu seinem eigenen „Vorteil“. Zunächst ist klarzustellen ist, dass der ÜNB die Kosten für die marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve über die üblichen Mechanismen refinanzieren kann. Kosten für Sachverständige können über den Budgetansatz oder eine Festlegung als verfahrensregulierte Kosten refinanziert werden. Zudem dient diese Vorgabe der objektiven Nachvollziehbarkeit der Festpreisbestimmung im Rahmen der Prüfung durch die Bundesnetzagentur und etwaiger, von Anbietern angestrebter Überprüfungsverfahren. Auch ist davon auszugehen, dass ein Sachverständiger in Bezug auf ökonomische Fragestellungen und Preisermittlungen für einen vollkommen neu zu schaffenden Markt wertvolle Expertise beisteuern kann. Darüber hinaus wird der ÜNB bei der Umsetzung der marktgestützten Beschaffung entlastet, da er nicht – gleichzeitig zur administrativen und organisatorischen Umsetzung der marktgestützten Beschaffung und der Prüfung und Kontrahierung eingehender Angebote – zusätzliches Personal zur Ermittlung des Festpreises abstellen muss. Dies gewährleistet eine effizientere und zügigere Gutachtenerstellung und einen zeitnäheren Start der Beschaffung.

Fluence gibt zu bedenken, dass die Bestimmung der Festpreise durch die ÜNB in Kombination mit den unklaren technischen Definitionen für Momentanreserve in Deutschland sowie den unbekanntem Musterverträgen für die Beschaffung von Momentanreserve komplex sei. Hier sieht Fluence die Notwendigkeit eines stärkeren Austausches zwischen BNetzA, ÜNB und VDE FNN mit Anbietern und (zukünftigen) Betreibern. Marktmodell, technische Produktdefinition sowie Vertragsausgestaltung

seien nur unzureichend losgelöst voneinander zu bewerten. Hierzu ist zu sagen, dass die ÜNB den Festpreis nicht selbst bestimmen, sondern sie haben einen unabhängigen Sachverständigen zu Rate zu ziehen, der den Festpreis anhand der in diesem Beschluss vorgegebenen Kriterien ermittelt. Durch die Konsultationen des Beschaffungskonzepts (BNetzA), des FNN-Hinweises (VDE FNN) und der Einbindung der Stakeholder in die Gutachtenerstellung (ÜNB und Sachverständiger, s.u.) sind die Anbieter ausreichend einbezogen worden. Auch zwischen ÜNB, VDE FNN und BNetzA fanden wiederholte Austauschgespräche zur Momentanreserve statt. Zudem sind sowohl der FNN-Hinweis mit den technischen Mindestanforderungen und die Anforderungen an die Nachweiserbringung als auch das Beschaffungskonzept und der Mustervertrag veröffentlicht worden bzw. werden noch veröffentlicht. Sie sind den Anbietern also bei Angebotseinreichung bekannt.

Fluence und BVES sehen das Risiko, dass die ÜNB bei einer einseitigen Festlegung des Festpreises nicht in der Lage seien, die tatsächlichen Kosten sowie die benötigte Anreizkomponente scharf zu bestimmen. Daher bestehe die Gefahr einer zu niedrigen Preissetzung, weswegen keine Projekte mit den entsprechenden Fähigkeiten gebaut würden oder – so BVES – eine zu hohe Preissetzung zu Übergewinnen führe. Fluence und BVES fordern einen offenen und transparenten Prozess, der die Beteiligung und Konsultation von relevanten Marktakteuren beinhalte. Eine Konsultation halten auch BDEW, RWE und vgb für notwendig. Die Beschlusskammer hat bereits Zweifel, ob eine Konsultation Übergewinne auf Anbieterseite verhindern würde, denn das ureigenste Interesse von gewinnmaximierenden Unternehmen ist es, möglichst hohe Festpreise und damit möglichst hohe Erlöse zu erzielen. Unabhängig davon würde eine Konsultation des Festpreises den Start der marktgestützten Beschaffung verzögern und zu erheblichem zusätzlichem administrativen Aufwand führen. Die ÜNB haben bereits vor Festlegungsdatum ein Gutachten zur Festpreisermittlung beauftragt, um die Umsetzung voranzutreiben. Im Rahmen der Gutachtenerstellung wurden die potenziellen Anbieter über einen Stakeholder-Workshop eingebunden. Hierzu wurden insbesondere die großen energiewirtschaftlichen Verbände angeschrieben. Zusätzlich wurden in Einzelinterviews auch Informationen zu Kostenstrukturen der Anbieter abgefragt. Diese werden im Rahmen des Gutachtens berücksichtigt werden. So ist sichergestellt, dass die Anbieter sowohl bei den Eingangsparametern zur Festpreisbestimmung als auch hinsichtlich der Höhe konkreter Kosten einbezogen sind. Zusätzlich gewährleisten die Regelungen in Abschnitt G.I. und die Korrekturmöglichkeit nach Abschnitt G.III die Objektivität der Festpreisbestimmung.

Indem die Entwicklung des Festpreises über den Vorschauzeitraum bestimmt werden soll, wird zum Ausdruck gebracht, dass während eines Vorschauzeitraums unterschiedliche Festpreise gelten können. Ausdrücklich klargestellt sei, dass es sich hierbei um eine „Kann“- und keine „Muss“-Vorgabe handelt. Dies ermöglicht eine Flexibilität im Hinblick auf die Festpreisgeltung. Wie lange der Preis welches Niveau erreichen muss, um entsprechende Marktanreize zu setzen, kann von Produkt zu

Produkt und von Beschaffungsregion zu Beschaffungsregion variieren. Aufgrund der möglichen Dynamik der Marktentwicklung wird die Gültigkeitsdauer eines Festpreises daher nicht statisch durch das Beschaffungskonzept vorgegeben. Zur Länge des Vorschauzeitraums vergleiche bereits die Begründung zu Abschnitt A.X. S. 3.

Ebenfalls ausdrücklich klarzustellen ist, dass der einem Vertrag zwischen ÜNB und Anbieter zugrunde liegende Festpreis von späteren Änderungen des Festpreises oder späteren Preisevaluierungen nicht betroffen ist. Die Veröffentlichung neuer Festpreise betrifft lediglich den Abschluss neuer Verträge, siehe auch Abschnitt H.I. S. 2 bis 4. Daher ist die Anmerkung von Fluence, den mit Einführung der TAR möglichen Wegfall des Festpreises für einen Teil der technischen Anlage zu berücksichtigen, da er sich auf die Gesamtinvestitionskosten und Erlösströme eines Speichers auswirke, gegenstandslos.

Grundlage der Bestimmung sind nach **Abschnitt G.I. S. 2** insbesondere aktuelle Markt-, System- und Technologie-Entwicklungen. Sinn und Zweck dieser Vorgabe ist es, die Investitionskosten für die Momentanreservebereitstellung so im Festpreis abzubilden, dass sie vollständig refinanziert werden können und die Technologieentwicklung angereizt wird. Bei der Ermittlung des Festpreises sind vor allem die anfallenden Investitionskosten für die Herstellung und Installation netzbildender Technologien bei EE-Einheiten sowie zusätzlicher Schwungmassen und Phasenschieber zu berücksichtigen. Diese sind bei den genannten Technologien der Haupttreiber für die Kosten der Momentanreservebereitstellung. Durch diese Vorgabe werden auch die bei der Entwicklung netzbildender Technologien anfallenden Kosten berücksichtigt, da sie vom Hersteller über den Preis für die Einheit weitergegeben werden und letztlich durch den Festpreis im Rahmen der marktgestützten Beschaffung refinanziert werden können. Soweit gesonderte Betriebskosten für die Momentanreservebereitstellung anfallen, sind diese, ebenso wie gesonderte Wartungs-, Instandhaltungs- und Personalkosten, in die Festpreisermittlung einzubeziehen.

Uniper fordert, zusätzlich eine Regelung zur Indexierung einzufügen, da es sonst aufgrund der vorgesehenen Degression der Festpreise nach Abschnitt G.II. S. 2 und Leistungserbringungen von bis zu zehn Jahren zu einer Unverhältnismäßigkeit der Regelungen in Abschnitt G.II. und H.VII. komme. Der Realwert der Geldzahlungen über längere Zeiträume müsse erhalten bleiben. Ansonsten erhöhe das Risiko der Inflation auch das einzupreisende Risiko oder führe zur Reduktion des Bieterfeldes und damit zu einer ineffizienten Ausschreibung. Hierzu ist zunächst klarzustellen, dass es sich bei dem gewählten Beschaffungsmodell nicht um ein Ausschreibungsmodell handelt und es somit keine Ineffizienzen bei der Preisfindung wegen mangelnden Wettbewerbs geben wird. Zudem berührt die Degression des Festpreises bereits geschlossene Verträge nicht, siehe Ausführungen zu Abschnitt H.I. S. 4. Da der Festpreis über den gesamten Erbringungszeitraum derselbe bleibt, kann eine etwaig für den Erbringungszeitraum erwartete Inflation bei der Ermittlung des Festpreises adressiert werden.

Soweit während der Vorlaufzeit oder des Erbringungszeitraums unvorhergesehene allgemeine Preisentwicklungen auftreten, fallen diese – wie auf anderen Märkten auch – in die Risikosphäre des Anbieters.

Bei der Bestimmung des Festpreises sind, wie von einigen Konsultationsteilnehmern gefordert, auch die mit der Nachweiserbringung verbundenen internen wie externen Kosten zu berücksichtigen. Diese dürften allerdings im Vergleich zu den Investitionskosten von eher geringerer Bedeutung sein.

Sollten durch die Bereitstellung von Momentanreserve Opportunitätskosten anfallen, etwa durch Einschränkungen von Batteriespeichern in ihrer Betriebsweise wegen technischer Restriktionen bei sehr hohen oder sehr niedrigen Ladezuständen, wären auch diese Kosten sachgerecht im Rahmen der Festpreisbestimmung zu berücksichtigen. Anzumerken ist, dass ein Betreiber seinen Umrichter auch überdimensionieren kann, um Einschränkungen der sonstigen Vermarktung zu vermeiden. Zudem kann sich ein Betreiber – im Gegensatz etwa zur Vermarktung von Schwarzstartfähigkeit nach § 12h EnWG – entscheiden, seine für die Momentanreserve kontrahierte Einheit vollständig (zeitweise oder dauerhaft) auch am Strommarkt zu vermarkten und die im Mustervertrag vorgegebene Leistungs- und Energievorhaltung zu unterschreiten. Dies senkt zwar die Höhe der Vergütung und kann auch zur Nichteinhaltung der Mindestverfügbarkeit führen, gibt dem Betreiber aber die Freiheit, seine Einheit anderweitig anzubieten.

Viele der Investitions- sowie Opportunitätskosten ergeben sich, wie Fluence und BVES anmerken, erst aus dem Zusammenspiel zwischen Wechselrichter und der verbundenen Gleichstrom-Speicherquelle. Daher sei es notwendig, die Kostenbetrachtung nicht auf den Wechselrichter zu beschränken. Hierzu ist zu entgegnen, dass in der Festpreisbestimmung nicht nur die Kosten für den Wechselrichter zu berücksichtigen sind, siehe die weiteren Ausführungen in diesem Beschluss.

BDEW und RWE Generation fordern, die Obergrenze des Festpreises solle sich an den anlegbaren Kosten einer eigenen Investition in Assets durch den Netzbetreiber orientieren. Dem ist zu entgegnen, dass Maßstab für die Festpreisbestimmung grundsätzlich die Anreizwirkung für Entwicklung und Bau netzbildender Technologien ist. Diese Anreize gehen nicht zwingend von einem Festpreis aus, der sich an den Kosten eines VINK orientiert. Zudem ist zu berücksichtigen, dass die Kosten eines VINK (rotierender Phasenschieber, STATCOM) sehr hoch sein dürften, wenn die Investitions- und Betriebskosten ausschließlich auf das Produkt Momentanreserve bezogen werden. Ein VINK erbringt jedoch in der Praxis neben Momentanreserve meist auch andere Systemdienstleistungen wie Blindleistung zur statischen Spannungshaltung und Kurzschlussleistung bzw. dynamische Blindstromstützung. Daher wäre es nicht sinnvoll, die vollen Kosten eines solchen Betriebsmittels für die Bestimmung der

Höhe des Festpreises im Rahmen der marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve anzusetzen. Eine zwingende Vorgabe, den Festpreis an den Kosten für die Errichtung eines VINK zu orientieren, kann daher nicht erfolgen.

Soweit Vattenfall eine detailliertere und transparente Spezifizierung der Basis für die Preisgestaltung wünscht, da dies zu mehr Vertrauen in das System führe, hat die Beschlusskammer diesem Wunsch durch die obigen Ausführungen entsprochen. Eine noch detailliertere Vorgabe der Berechnungsgrundlagen im Beschaffungskonzept würde die Flexibilität z.B. hinsichtlich der berücksichtigungsfähigen Parameter und ggf. zu treffenden Annahmen zu sehr einschränken und nähme zudem die Möglichkeit, Parameter hinzuzunehmen oder zu entfernen und auf neue Erkenntnisse zeitnah zu reagieren.

Der BVES fürchtet, ein Gutachten könnte einen „utopisch niedrigen Preis“ nennen und schlägt folgende Ergänzung vor: „Nach Bestimmung der erforderlichen Menge an Momentanreserve sollte der Gutachter sich den Festpreis überlegen. Ist die Auktion dann unterzeichnet, muss die Auktion wiederholt werden.“ Eine Deckung unter 100% sei dabei nicht akzeptabel, da ansonsten der Bedarf nicht gedeckt werden könne. Analog der Regelleistungsauktionen müsste auch hier eine Wiederholung stattfinden. Die Auktion könne zunächst mit dem gleichen Preis wiederholt werden. Bei fortbestehender Unterzeichnung müsse der Preis so lange schrittweise erhöht werden, bis die Auktion gedeckt sei. Dieser Vorschlag passt allerdings weder zum festgelegten Marktdesign noch zum derzeitigen Marktentwicklungsstadium. (Wiederholte) Auktionen sind bei der Momentanreserve aufgrund der großen Deckungslücke aktuell nicht denkbar, vgl. die Beschlussbegründung zu Abschnitt A.V. S. 2.

Der Festpreis ist gemäß **Abschnitt G.I. S. 3** so zu bestimmen, dass die Kosteneffizienz der marktgestützten Beschaffung und die Anreizwirkung gemäß Absatz 2 gewährleistet sind. Satz 3 stellt sicher, dass die Ziele des § 12h EnWG bei der Festpreisbestimmung berücksichtigt werden. Aufgrund regionaler Unterschiede der Lastflüsse und der ggf. bei einem System-Split auftretenden Frequenzabweichungen (positiv oder negativ) sowie der zur Momentanreserveerbringung benötigten Erbringer können sich die Festpreise je Beschaffungsregion unterscheiden, um eine ausreichende Anreizwirkung für die jeweils benötigten Momentanreserveprodukte zu gewährleisten. Auch ist bei der Festpreisbestimmung – wie von Fluence und BVES gefordert – zu berücksichtigen, dass die Frage nach den Kosten immer im Rahmen der Alternativszenarien aus systemischer Sicht betrachtet werden muss. Selbst eine leicht zu hohe Preissetzung, die über den Kosten einzelner Momentanreserve erbringender Technologien liegt, kann zu günstigeren Kosten aus systemischer Sicht führen, wenn der Bau teurerer VINK dadurch überflüssig oder ein Netzversagen vermieden werden kann.

SMA möchte eine Ergänzung der Vorgabe dahingehend, dass bei der Festpreisbestimmung als Beschaffungsziel die Erreichung der „für die Folgejahre angestrebten Beschaffungsmengen an Momentanreserve in den jeweiligen Regionen“ genannt werde. Es sei unklar, welche messbaren Ziele als Bewertungsmaßstab dienen, insbesondere fehlten die konkreten Bedarfe, die im Vorschauzeitraum beschafft werden sollen. Allerdings ist es zum vorliegenden Zeitpunkt nicht möglich, die Bewertungsmaßstäbe weiter zu konkretisieren, da das Marktumfeld noch vollkommen unklar ist und auch technische Voraussetzungen zunächst zu schaffen sind. Daher kann die gegenständliche Festlegung derzeit lediglich abstrakte Zielvorgaben treffen. SMA verkennt zudem, dass bei dem festgelegten Marktdesign gerade kein konkreter Bedarf beschafft werden muss und soll, siehe die Beschlussbegründung zu Abschnitt A.V. S. 2. Für die Momentanreservebedarfe besteht allerdings nunmehr eine Veröffentlichungspflicht gem. Abschnitt I.I. Nr. 1.

STEAG fordert einen dynamischen Preismechanismus (wie dynamische Netzentgelte). Dieser könne zusätzlich zum Festpreismodell mehr Flexibilität bieten, besonders bei hoher Netzlast, wenn eine höhere Momentanreserveverfügbarkeit erforderlich sei. Er könne alternativ zum vorgeschlagenen Festpreismodell eine erhöhte Verfügbarkeit der Batteriesysteme anreizen und so auch mehr Flexibilität bieten. Derartige Ideen sind für künftige Änderungen des Beschaffungsdesigns interessant. Das derzeitige Beschaffungskonzept vergütet allerdings die Bereitstellung und nicht den Abruf der Momentanreserve. Einem Marktdesign mit kürzeren Zeitscheiben und höherer Flexibilität steht die hiermit einhergehende höhere Komplexität (noch) entgegen, welche den Markthochlauf hemmen würde. So meint auch SMA, dass die festgelegten Langzeitverträge den Aufwand für Beschaffung, Nachweis und Abrechnung reduzierten und aufgrund der hohen benötigten Mengen sinnvoll seien.

Nach **Abschnitt G.II. S. 1** kann der Festpreis innerhalb des Vorschauzeitraums unterschiedliche Werte annehmen. Die Regelung dient dazu, die erwarteten Marktentwicklungen im Festpreis abbilden zu können, vgl. insoweit die Beschlussbegründung zu Abschnitt G.I. S. 2. Zugleich dient sie dem Zweck, die intendierte grundsätzliche Degression der Festpreise umsetzen zu können, denn gemäß **Abschnitt G.II. S. 2** soll der Festpreis im zeitlichen Verlauf sinken („Degression“), um einen schnellen Beginn der Erbringung von Momentanreserve anzureizen: Da mit fortschreitender Zeit von einem Markthochlauf für netzbildende Technologien und ggf. einem weiteren Zubau von Speichertechnologien und Phasenschiebern auszugehen ist, ist zu erwarten, dass auf Hersteller- und Anbieterseite Skaleneffekte eintreten und Synergien genutzt werden können. Dies wird nach Erwartung der Beschlusskammer dazu führen, dass die Herstellungskosten für netzbildende Technologien mit fortlaufender Zeit sinken werden. Spiegelbildlich sollen die für jedes Produkt geltenden Festpreise im Laufe der Zeit gesenkt werden, um sicherzustellen, dass die marktgestützte Beschaffung insgesamt nicht wirtschaftlich ineffizient wird. Dies gilt sowohl für etwaig mehrere innerhalb desselben Vorschauzeitraums geltende Festpreise als auch übergreifend über verschiedene Vorschauzeiträume. Auch soll

die grundsätzlich vorgesehene Preisdegression potentielle Anbieter anreizen, zeitnah in den Markt einzutreten. Wer schnell Momentanreserve bereitstellen kann, soll grundsätzlich mit höheren Festpreisen „belohnt“ werden. Dies ist erstrebenswert, damit der Markthochlauf beschleunigt wird. Soweit Uniper meint, durch die Degression sei die Systemdienstleistung am Ende weniger wert als am Anfang, ist die Degression der Festpreisentwicklung sachgerecht und wird aus den genannten Gründen angestrebt – zumal es jedem Anbieter selbst überlassen ist, sein Angebot möglichst frühzeitig einzureichen und sich damit grundsätzlich einen höheren Festpreis zu sichern.

Engie hält eine Degression für nicht sachgerecht, da die Preise eher einer allgemeinen Teuerung unterlägen. Die allgemeine Inflation ist bei der Festpreisbildung zwar zu berücksichtigen (s.o.), wird aber nach Meinung der Beschlusskammer durch positive Skaleneffekte nach Hochlauf der Produktion und damit verbundene Kostensenkungen für netzbildende Technologien mindestens ausgeglichen und vermutlich deutlich überschrieben. Selbst im dem unwahrscheinlichen Fall, dass dies entgegen der Auffassung der Beschlusskammer nicht geschieht, sieht das festgelegte Festpreissystem, wie oben beschrieben, die nötige Flexibilität vor, um auf aktuelle Markt-, System- und Technologieentwicklungen zu reagieren.

Uniper fordert zudem, eine Bewertung müsse auf Basis des Sachverständigen erfolgen und könne nicht per se mit Degression angenommen werden. Auch greife aufgrund der zunehmenden Bedeutung der Momentanreserve eine von vornherein angenommene Degression in die tatsächliche Bewertung der angemessenen Vergütung ein. Eine zwingende Degression ist entgegen der Auffassung von Uniper im Beschaffungskonzept nicht vorgegeben („soll“). Bei der Bestimmung des Festpreises ist eine Balance zwischen der Anreizwirkung für die (schnelle) Bereitstellung bzw. Entwicklung von momentanreserveverbringenden Technologien und der Gültigkeitsdauer des jeweils prognostizierten Festpreises zu finden. Ob, in welcher Höhe und in welchen zeitlichen Abständen eine Degression sinnvoll ist, ist daher – wie vom Beschaffungskonzept vorgesehen – durch den Sachverständigen zu ermitteln, siehe Abschnitt G.I. Da die Gestaltung des Festpreises für einen neuen Markt und die entsprechenden Preisprognosen naturgemäß Unsicherheiten unterliegen, sieht das Beschaffungskonzept eine Korrekturmöglichkeit nach G.III. vor.

Siemens Energy und VDMA meinten in der ersten Marktkonsultation, es sei eine Anpassung der Formeln im jetzigen Abschnitt H.VII. notwendig, da diese die Degression bisher nicht reflektierten. Die Formeln in Abschnitt H dienen allerdings der Berechnung der Vergütung, während Abschnitt G der Gestaltung des Festpreises dient. Da für den Festpreis keine Formel vorgegeben wird und zur Erhaltung der erforderlichen Flexibilität auch nicht vorgegeben werden kann (s.o.), ist insoweit keine Formelanpassung notwendig. Da hier ggf. Missverständnisse vorliegen, sei klargestellt, dass der An-

bieter nicht den Festpreis erhält, wie er vom unabhängigen Sachverständigen bestimmt wurde, sondern dieser Festpreis als Ausgangspunkt bzw. Stützstelle für die Berechnung der dem Anbieter konkret auszahlenden Vergütung dient.

Nach **Abschnitt G.III.** kann der Festpreis ausnahmsweise nach Abstimmung mit der Bundesnetzagentur innerhalb des Vorschauzeitraums sowohl nach unten als auch nach oben angepasst werden, wenn erkennbar ist, dass die Ziele von Abschnitt G.I.S.3 mit dem zuvor bestimmten Festpreis nicht erreicht werden. Es handelt sich hierbei um ein Korrekturinstrument, welches nur im absoluten Ausnahmefall zur Anwendung kommen soll, denn es beeinträchtigt die Planungssicherheit der Anbieter. Die Vorgabe dient dazu, die wirtschaftliche Effizienz der marktgestützten Beschaffung dauerhaft sicherzustellen. Die Korrekturmöglichkeit stellt sicher, dass vom Festpreis jederzeit ausreichende Marktanreize für die Bereitstellung von Momentanreserve ausgehen und ggf. im Einzelfall nicht (mehr) benötigte Momentanreservemengen oder zu hohe Festpreise nicht über die Netzentgelte finanziert werden müssen. Die gewünschte Anreizwirkung kann z.B. verfehlt werden, weil weit weniger Anbieter anbieten als erwartet worden ist. Auch besteht so eine Korrekturmöglichkeit, wenn andere, für die Systemstabilität erforderliche Produkte in großem Umfang „kannibalisiert“ werden, etwa, weil zu viele Anbieter aus der Regelreserve in die Momentanreserve wechseln und dies eine Unterdeckung bei der Regelreserve verursachen könnte. Zudem ist nicht ganz auszuschließen, dass die Realisierungsquote der eingereichten Angebote deutlich anders ausfällt als erwartet. Auch dann kann mit einer Änderung des Festpreises reagiert werden, um entsprechende Veränderungen bei der Angebotseinreichung zu erreichen.

Da die ÜNB die Festpreise öffentlich bekannt machen und dies die Planungsgrundlage für die Anbieter darstellt, ist im Falle einer Inanspruchnahme des Korrekturinstrumentes nach Abschnitt G.III. eine Abstimmungspflicht mit der Bundesnetzagentur vorgesehen. So wird gewährleistet, dass eine Kontrolle der Anpassung stattfindet und die einmal bekanntgemachten Preise nur dann geändert werden, wenn dies tatsächlich notwendig ist.

BVES und Fluence fordern, genauer zu beschreiben, ab welcher Verfehlung der erwünschten Menge eine Nachjustierung des Festpreises erfolge und nach welchem Zeitraum eine weitere Ausschreibung zu erwarten ist. Allerdings handelt es sich bei dem festgelegten Festpreissystem gerade nicht um eine – in zeitlichen Intervallen stattfindende – Ausschreibung, sondern um ein kontinuierliches Kontrahierungssystem, in dem jederzeit Angebote für Momentanreserve abgegeben werden können. Zudem ist die „verfehlt Menge“, die zu einer Nachjustierung des Preises führt, nicht vorab bestimmbar. Die Vorgabe in Abschnitt G.III. dient gerade dazu, Flexibilität zu ermöglichen, welche für die Effizienz der marktgestützten Beschaffung erforderlich ist. Die Nachjustierung des Festpreises darf nur unter behördlicher Begleitung erfolgen und ist dem Markt unverzüglich zur Kenntnis zu geben.

h) Abschnitt H – Vergütung

Abschnitt H enthält die Vorgaben zur Ermittlung der Vergütung.

Gemäß **Abschnitt H.I. S. 1** können die Anbieter ab der Bekanntmachung gemäß Abschnitt A.X ein Angebot abgeben. Sobald die Bekanntmachung erfolgt ist, kennt der Anbieter die Konditionen der marktgestützten Beschaffung in der jeweiligen Beschaffungsregion und insbesondere den der Vergütung zugrunde zu legenden Festpreis als wesentlichen Vertragsbestandteil und kann auf dieser Basis sein Angebot kalkulieren und einreichen.

STEAG schlägt vor, eine Anlage zum Mustervertrag solle einen „indikativen maximal Festpreis oder eine finanzrechnerische Preiskalkulation“ enthalten, damit „bei der Ausschreibung klar sei, zu welchem maximalen Festpreis erwartet“ werde. Es sei unklar, wie der Anbieter den Zuschlag bekomme und ob es einen maximalen Preis geben werde. Sei der maximale Preis bekannt, könne der Investor abschätzen, ob sich die Nutzung von Batterien zur Vermarktung von Flexibilität, Kapazität und Regelleistung lohne. Hierzu ist nochmals klarzustellen, dass das festgelegte Marktdesign gerade kein Ausschreibungsdesign ist. Ein Anbieter kann jederzeit ein Angebot über die Momentanreserveverbringung einreichen. Der Festpreis wird bekanntgemacht, so dass der Anbieter unter Berücksichtigung der von ihm erwarteten (und beeinflussbaren) Verfügbarkeit die Vergütungshöhe für seine Einheit(en) prognostizieren kann. Faktoren, die bei der Festpreisermittlung zu berücksichtigen sind, werden durch den vorliegenden Beschluss ebenfalls genannt (siehe Begründung zu Abschnitt G.I. S. 2).

Mit Einreichung eines vergütungsfähigen und verbindlichen Angebots sichert sich der Anbieter laut **Abschnitt H.I. S. 2** die zu diesem Zeitpunkt gültigen Konditionen inklusive des aus dem Preisblatt ersichtlichen, für das gewählte Produkt gültigen Festpreises. Klarzustellen ist, dass dasjenige Angebot maßgeblich ist, welches alle Vergütungsvoraussetzungen erfüllt. Reicht ein Anbieter ein Angebot ein, welches die Vergütungsvoraussetzungen nicht erfüllt und nach Abschnitt E angepasst werden muss, so ist das zunächst eingereichte Angebot nicht maßgeblich für die Betrachtung, welcher Festpreis gilt.

Die Regelung dient der Planungssicherheit der Anbieter. Da aus der Bekanntmachung ggf. mehrere (nacheinander geltende) Festpreise je Produkt für einen Vorschauzeitraum ersichtlich sind, erlaubt die Vorgabe den Anbietern insbesondere, den dem Vertrag zugrunde liegenden Festpreis aus den veröffentlichten Festpreisen selbst zu wählen, indem er den Zeitpunkt der Angebotseinreichung bestimmt. Dies ermöglicht ihm eine feste Planungsgrundlage und eine sichere Kalkulation. Die Regelung erhöht auf diese Weise die Anreizwirkung zum Bau entsprechender Einheiten, da die Anbieter mit festen Konditionen planen können. Würde es für die dem Vertrag zugrunde liegenden Konditionen auf den Zeitpunkt des *Vertragsschlusses* ankommen, könnte der beschaffende ÜNB wesentlichen Einfluss auf die Vertragskonditionen und den dem Vertrag zugrunde liegenden Festpreis nehmen, da

die Angebotsannahme – innerhalb der in Abschnitt E genannten Fristen – zeitlich in seiner Hand liegt. Fernliegend erschien es, auf die zum Zeitpunkt des Beginns des Erbringungszeitraums gültigen Konditionen abzustellen, denn so wären diese und insbesondere der Festpreis als Grundlage der Vergütung und damit als wesentlicher Vertragsbestandteil ggf. bei Angebotseinreichung nicht bekannt – etwa, wenn das Angebot erst gegen Ende eines Vorschauzeitraums eingereicht und eine dreijährige Vorlaufzeit gewählt wird. Eine derartige Unsicherheit kann einem Anbieter nicht zugemutet werden und würde die intendierte Anreizwirkung der marktgestützten Beschaffung verfehlen.

Der Zeitpunkt der Angebotseinreichung wurde gewählt, da er vom Anbieter beeinflussbar ist. Es kommt somit darauf an, welcher Mustervertrag und welcher Festpreis zum Zeitpunkt der Angebots-einreichung in der jeweiligen Beschaffungsregion für das jeweilige Momentanreserveprodukt veröffentlicht sind. Weil ein Anbieter bestrebt sein wird, sich einen möglichst hohen Festpreis zu sichern, trägt diese Vorgabe in Kombination mit der in Abschnitt G.II. S. 2 vorgegebenen grundsätzlichen Degression der Festpreise dazu bei, dass Angebote möglichst frühzeitig eingereicht werden. Um gleichzeitig eine gewissen Planungssicherheit für den beschaffenden ÜNB herzustellen, wurde eine maximale Vorlaufzeit definiert, in welcher die Einheit realisiert werden muss. Da die Vorlaufzeit gemäß Abschnitt A.XI. S. 2 nicht länger als drei Jahre betragen darf, beschleunigt sie nach der Erwartung des Beschlusskammer auch die Beschaffung von Momentanreserve. Auch kann der beschaffende ÜNB anhand der eingereichten Angebote grundsätzlich prognostizieren, ab wann welche Mengen an Momentanreserve in seiner Beschaffungsregion voraussichtlich zur Verfügung stehen und ob die bekanntgemachten Festpreise den Markthochlauf in ausreichender Weise anreizen.

In **Abschnitt H.I. S. 3** wird eindeutig klargestellt, dass die Konditionen inklusive des Festpreises zum Zeitpunkt der Angebotsabgabe maßgeblich sind. Diese Klarstellung betont die Wahlfreiheit des Anbieters. Auf die obigen Ausführungen wird verwiesen.

Der Festpreis gilt nach **Abschnitt H.I. S. 4** für den gesamten Erbringungszeitraum. Diese Vorgabe ermöglicht Investitions- und Kalkulationssicherheit für die Anbieter, da die Berechnungsgrundlage für die Vergütung somit über den gesamten Erbringungszeitraum feststehend und gleichbleibend ist. Eine spätere Änderung des Festpreises berührt ein einmal eingereichtes Angebot und den damit gesicherten Festpreis nicht. Der Festpreis als Grundlage für die Berechnung der Vergütung ist unabhängig von der vom Anbieter gewählten Länge des Erbringungszeitraums. Dies bedeutet, dass der Festpreis nicht steigt, weil der Anbieter einen kurzen Erbringungszeitraum wählt. Analog sinkt der Festpreis nicht, weil der Anbieter einen langen Erbringungszeitraum bevorzugt. Der Festpreis als Ausgangsbasis für die Vergütungsberechnung bleibt gleich, egal, wie lang der Erbringungszeitraum ist. Dies erhöht die Attraktivität längerer Erbringungszeiträume und somit die Planungssicherheit für den beschaffenden ÜNB.

Engie fordert ein Sonderkündigungsrecht für den Anbieter, wenn der Festpreis sinkt. Dies wurde nicht aufgenommen, da der Festpreis über den gesamten Erbringungszeitraum eines Vertrages gültig ist und für den Anbieter daher kein Risiko sinkender Preise besteht.

Steigt der Festpreis, fordern Engie, BDEW, RWE, VDE und vgb eine automatische Übertragung des höheren Festpreises auf bereits kontrahierte Anbieter. Auch BVES und Fluence halten eine rückwirkende Anhebung des Festpreises für bereits kontrahierte Mengen für notwendig, da es sonst zu unerwünschten Vertragsrücknahmen oder strategischem Ausbleiben von Geboten kommen könne. Diesen Forderungen konnte jedoch nicht nachgekommen werden: Bereits kontrahierte Anbieter haben durch ihre Angebotsabgabe zu verstehen gegeben, dass sie die jeweilige(n) Einheit(en) zu dem zum Angebotseinreichungszeitpunkt gültigen Festpreis kostendeckend bzw. sogar gewinnbringend für eine Momentanreservebereitstellung anbieten konnten. Eine Anpassung bestehender Verträge auf einen höheren Festpreis würde zwangsläufig dazu führen, dass die ausgezahlte Vergütung überhöht wäre und die Netznutzer durch überhöhte Entgelte unnötig belastet würden. Für die von den Konsultationsteilnehmern geforderte automatische Übertragung höherer Festpreise auf laufende Verträge spricht auch nicht, dass Anbieter anderenfalls auf steigende Festpreise spekulieren und ihre Angebote zurückhalten könnten, um eine Anhebung des Festpreises zu erreichen: Hätte ein Anbieter sein Angebot zurückgehalten, gäbe es keinen bestehenden Vertrag, dessen Vergütung nachträglich angehoben werden könnte. Unabhängig davon müsste diese Strategie, um überhaupt Einfluss auf die Festpreisgestaltung zu haben, von einer ausreichenden Anzahl an Anbietern oder von wenigen Anbietern mit hohen Momentanreservemengen verfolgt werden. Hierfür sieht die Beschlusskammer derzeit keine Anhaltspunkte. Grundsätzlich muss jeder Anbieter davon ausgehen, dass eine spätere Einreichung eines Angebots aufgrund der vorgesehenen Degression der Festpreise zu einer geringeren Vergütung führt.

Darüber hinaus ist klarzustellen, dass die Vereinbarung einer höheren Vergütung im bilateralen Verhältnis nicht zulässig ist. Sollte sich herausstellen, dass ein Festpreis grundsätzlich zu niedrig angesetzt wurde, muss er insgesamt angepasst werden. Ist der Festpreis für nur einzelne Interessenten/ Technologien/ Einheiten zu niedrig, unterscheidet sich dies insoweit nicht von anderen Märkten und ist normale Marktselektion.

Der Anbieter hat nach **Abschnitt H.II. S. 1** einen Vergütungsanspruch, wenn die angebotene Momentanreserve zu Beginn des Erbringungszeitraums erbracht werden kann. Wesentlich ist, dass die Einheit ab Beginn des Erbringungszeitraums in der Lage ist, die kontrahierte Momentanreserve bereitzustellen. Die Formulierung wurde nach der ersten Marktkonsultation klarer gefasst („erbracht werden kann“ statt „erbracht wird“), da es für die Vergütung auf die Verfügbarkeit einer Momentanreserve erbringenden Einheit ankommt und nicht auf die tatsächliche Erbringung: Die tatsächliche Erbringung ist vom Anbieter nicht beeinflussbar und wird zudem messtechnisch nicht erfasst.

Um möglichst viele potentielle Interessenten zur Angebotseinreichung zu motivieren, wurde für die Momentanreserve ein Vorhaltepreis und keine Vergütung nach Arbeitspreis gewählt. Ein Vorhaltepreis bietet dem Anbieter eine höhere Planungssicherheit, da die tatsächliche Momentanreserveerbringung von Gegebenheiten abhängt, die der Anbieter nicht beeinflussen kann. Ein Arbeitspreis wäre aktuell auch faktisch nicht umsetzbar, da die Momentanreserveerbringung nicht separat messbar ist und daher nicht von Wirkleistungs-/Scheinleistungseinspeisung bzw. -bezug abgegrenzt werden kann.

Kann die angebotene Momentanreserve zu Beginn des Erbringungszeitraums nicht erbracht werden, kann der Anbieter gemäß **Abschnitt H.II. S. 2** ein neues Angebot zu den dann gültigen Konditionen einreichen. Dann endet der ursprüngliche Vertrag automatisch und dem neuen Vertrag sind die zum Zeitpunkt der Neueinreichung gültigen Konditionen zugrunde zu legen. In diesem Fall verliert der Anbieter somit den bisherigen Vertrag und seinen bisherigen Festpreis. Reicht er dann ein neues Angebot ein, kann er trotz Beendigung des ursprünglichen Vertrages eine Vergütung erhalten. Aufgrund der angestrebten Degression des Festpreises wird die erreichbare Vergütung in der Regel zum Zeitpunkt der erneuten Angebotseinreichung voraussichtlich niedriger sein als diejenige, zu der der Anbieter ursprünglich kontrahiert worden war. Daher setzt Abschnitt H.II. S. 2 andererseits den ökonomischen Anreiz dazu, dass ein Anbieter die Momentanreserve zu Beginn des Erbringungszeitraums tatsächlich bereitstellt. Dies wiederum dient der Planungssicherheit des beschaffenden ÜNB, denn er muss die Höhe der ihm aktuell und künftig zur Verfügung stehenden Momentanreserve möglichst gut prognostizieren können, um sein Netz sicher führen zu können.

Die Abrechnung und Auszahlung der Vergütung erfolgen gem. **Abschnitt H.III.** jeweils nach Ende des Abrechnungszeitraums (Abschnitt B.I.). So ist transparent, für welchen Zeitraum und in welchen zeitlichen Abständen die Vergütung zu berechnen und auszuzahlen ist.

Nach **Abschnitt H.IV.** erfolgt die Vergütung in Euro in Abhängigkeit von der Verfügbarkeit gemäß Abschnitt F und der vergütungsrelevanten Momentanreserve gem. Abschnitt H.VI. Dies beanreizt zum einen eine möglichst hohe Verfügbarkeit momentanreserveerbringender Einheiten und zum anderen möglichst hohe Momentanreservebeiträge je Einheit. Je höher die tatsächlich erreichte Verfügbarkeit im Abrechnungszeitraum ist und je mehr Momentanreserve pro Einheit installiert wird, umso höher ist ihre netz- und systemdienliche Wirkung. Die Vorgabe ist aus Netzstabilitätsgründen erforderlich, um jederzeit eine Mindestmenge an Momentanreserve am Netz zu haben.

Der Vergütungsanspruch entfällt gemäß **Abschnitt H.V.** für einen Abrechnungszeitraum, in dem die in Abschnitt D.II. vorgegebene Mindestverfügbarkeit nicht eingehalten wurde. War eine für das Basisprodukt kontrahierte Einheit weniger als 30 % aller Viertelstunden im Abrechnungszeitraum ver-

füßbar, verliert sie ihren Vergütungsanspruch. Gleiches gilt, wenn eine im Premiumprodukt kontrahierte Einheit weniger als 90 % verfüßbar war. Ab einer Unterschreitung dieser Mindestverfügbarkeiten ist davon auszugehen, dass die Einheit für die kritischen Netzsituationen, in denen sie gebraucht würde und für die sie kontrahiert wurde, nicht bzw. nicht in dem angebotenen Umfang verfüßbar wäre.

Uniper möchte, dass der Vergütungsanspruch nur entfällt, sofern dies der Anbieter zu vertreten hat und hält eine Ergänzung für notwendig, falls der Anbieter seine Leistung durch Verschulden des Netzbetreibers nicht erbringen könne. Das Verschulden des Netzbetreibers ist allerdings eine zivilrechtliche Regressfrage. Auch auf ein Vertretenmüssen des Anbieters kommt es nicht an, da die Momentanreservebereitstellung seine Hauptleistungspflicht, die Momentanreserve für einen sicheren Netzbetrieb zwingend erforderlich und kein Grund ersichtlich ist, weswegen bei einer von ihm nicht zu vertretenden Einhaltung der Mindestverfügbarkeit letztlich der – diese Nichteinhaltung ebenfalls nicht vertreten müßende – Netznutzer die Kosten zu tragen haben soll.

Nach **Abschnitt H.VI. S. 1** wird der Umfang der vergütungsrelevanten Momentanreserve E_{Mom} [MWs] auf Einheitenebene aus dem Produkt der Nennwirkleistung der Einheit sowie der darauf bezogenen Anlaufzeitkonstante und dem vom Anbieter gewählten Faktor m ermittelt. Aus der Regelung geht hervor, dass der vergütungsrelevante Beitrag aus den beiden Konstanten „Nennwirkleistung“ und „Anlaufzeitkonstante“ sowie dem vom Anbieter gewählten Vermarktungsanteil zu berechnen ist, wobei zur Berechnung der Vergütungshöhe gemäß Abschnitt H.VII. der Festpreis und die Verfügbarkeit einzubeziehen sind. Ergebnis der Formel ist eine Momentanreservemenge, die je Einheit bereitgestellt wird.

Ørsted merkt an, dass diese Ermittlung zwar ein gangbarer Weg sei, es sich aber bei der Nennwirkleistung um einen theoretischen Wert handle. Eine Synchronmaschine stelle die errechnete Momentanreserve nur zur Verfügung, „falls sie z.B. von Nenndrehzahl (entspreche einer Netzfrequenz von 50 Hz) auf 0 1/min = Stillstand abgebremst“ werde. Praktisch genutzt würden nur 5 % entsprechend einer Frequenzänderung von 50 Hz auf 47,5 Hz. Dem ist zuzugeben, dass in aller Regel nicht die komplette, theoretisch verfügbare Momentanreserve einer Einheit abgerufen wird. Dennoch wird für die Berechnung der Vergütung auf die Nennwirkleistung bzw. Nennscheinleistung (siehe Satz 6, 7) abgestellt, da mangels Messmöglichkeit weder eine Messung der tatsächlich erbrachten Momentanreserve möglich ist, noch die Momentanreserveerbringung rechnerisch über den gesamten Erbringungszeitraum nachgehalten werden kann. Das Produkt aus Nennwirkleistung und Anlaufzeitkonstante ist ein Maß für die Trägheit einer Einheit und damit ein Maß für die einem Leistungsungleichgewicht entgegenwirkenden Momentanreserve.

Abschnitt H.VI. S. 2 enthält die Formel zur Berechnung der vergütungsrelevanten Momentanreserve auf Einheitenebene.

STEAG meint, die Vergütungsformel nach der Anlaufzeitkonstante sei auf die rotierende Masse (z.B. von Gaskraftwerken) bezogen. Um auch Batteriesysteme berücksichtigen zu können, müsse die Formel für nicht-rotierende Komponenten angepasst werden. Hierzu ist zu entgegen, dass für nicht-rotierende Komponenten eine synthetische Schwungmasse und damit eine Anlaufzeitkonstante zu parametrieren ist, damit sie sich wie Synchronmaschinen mit diesen Größen verhalten.

SMA fordert, den Faktor m aus dem Absatz zu streichen. Die Anlaufzeitkonstante beinhalte in Verbindung mit den technischen Anforderungen bereits die bereitzustellende Leistung. Der m -Faktor reduziere sie nur noch weiter und gehe somit doppelt in die Gleichung ein. Dieses Verständnis ist jedoch nicht korrekt: Der m -Faktor ändert nichts an der Höhe der erbrachten Momentanreserve. Er hat nur Auswirkungen auf die Verfügbarkeit. Er schränkt den Anbieter nicht ein, sondern erlaubt ihm Flexibilität in Bezug auf die angebotene Momentanreserve. Die angebotene/vermarktete Momentanreserve einer Einheit kann damit zwar kleiner als die vom Hersteller parametrierte Momentanreserve sein, allerdings zu Gunsten einer erhöhten Verfügbarkeit. Es liegt in der Hand des Anbieters, ob er lieber mehr Momentanreserve mit einer geringeren Verfügbarkeit anbieten möchte oder weniger Momentanreserve mit einer höheren Verfügbarkeit. Die bereitzustellende Leistung, die sich aus den technischen Anforderungen ergibt, ist eine technische Eigenschaft; der m -Faktor dagegen erlaubt eine ökonomische Planung des Anbieters. Der m -Faktor kann unabhängig davon frei gewählt werden und auch 1 betragen.

Sofern sich aus den TAR verpflichtend vorzuhaltende Mengen an Momentanreserve ergeben, sind diese nach **Abschnitt H.VI. S. 3** von der nach Satz 2 ermittelten Menge abzuziehen. Dies entspricht den Vorgaben unter Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 1 S. 1 und 2.

Bei einem Einheitenverbund darf die angebotene Menge nach **Abschnitt H.VI. S. 4** maximal die Summe der vergütungsrelevanten Momentanreserve aller Einzeleinheiten betragen, wie sie nach der in Satz 2 genannten Formel berechnet werden. Ein Anbieter kann sich also aussuchen, ob er durch die Aggregation lieber die Menge der angebotenen Momentanreserve oder die Verfügbarkeit seines Einheitenverbundes erhöht.

Die m -Faktoren der einzelnen Einheiten sind gemäß **Abschnitt H.VI. S. 5** bei Angebotsabgabe entsprechend auszuweisen. Die Kenntnis der jeweils pro Einheit angebotenen Momentanreserve ist notwendig, um den jeweiligen Grenzwert für die Wirkleistungseinspeisung je Einheit nach Abschnitt F.II. und somit die Verfügbarkeit des Einheitenverbundes berechnen zu können.

Bei Synchronmaschinen mit zusätzlicher Schwungmasse im Wirkleistungsbetrieb ergibt sich die berücksichtigungsfähige T_{AN} gemäß **Abschnitt H.VI. S. 6** aus dem Trägheitsmoment der zusätzlichen Schwungmasse bezogen auf die Nennwirkleistung der Einheit. Dies stellt klar, dass nur die zusätzlich

durch die Schwungmasse bereitgestellte Momentanreserve vergütet wird, nicht aber die insgesamt durch die Synchronmaschine bereitgestellte Momentanreserve.

Nach **Abschnitt H.VI. S. 7** werden bei Synchronmaschinen im Phasenschieberbetrieb nicht die Wirkleistung, sondern die Scheinleistung S_N und die hierauf bezogene Anlaufzeitkonstante herangezogen, E_{Mom} wird jedoch weiterhin in der Maßeinheit MWs angegeben. Da Phasenschieber keine Wirk-, sondern Scheinleistung bereitstellen, dient diese Klarstellung der Vereinfachung des Beschaffungskonzepts und der Vergleichbarkeit von Phasenschiebern mit anderen Einheiten. Die Anregung von Siemens Energy und VDMA aus der ersten Konsultation, die Variable „Nennwirkleistung“ in „Nennscheinleistung“ umzubenennen, damit die Vorgaben auch auf rotierende Phasenschieber anwendbar sind, wurde somit sinngemäß umgesetzt.

Soweit Siemens Energy und VDMA in der ersten Marktkonsultation vorgeschlagen hatten, die Berechnung der Vergütung um weitere Einsatzfälle zu erweitern, z.B. Peaker (GT-Anlagen) mit Kuppelung und Schwungmasse, um die verschiedenen Betriebsszenarien abzubilden, bildet das Beschaffungskonzept dies nunmehr durch die Verfügbarkeits- und Vergütungsregelungen ab.

Abschnitt H.VII. S. 1 regelt, dass die Vergütung V [EUR] für die Bereitstellung von Momentanreserve aus dem Produkt der vergütungsrelevanten Momentanreserve E_{Mom} [MWs], dem Festpreis F [Euro/MWs] für das jeweilige Produkt und der Verfügbarkeit a (availability) ermittelt wird. Damit wird vorgegeben, welche Parameter bei der Vergütungsberechnung heranzuziehen sind. Diese Parameter sind sowohl für den Anbieter als auch für den ÜNB transparent, da das Angebot die Nennwirkleistung, die darauf bezogene Anlaufzeitkonstante sowie den vom Anbieter gewählten m -Faktor als Bestandteile der vergütungsrelevanten Momentanreserve enthält und der Festpreis vom ÜNB öffentlich bekannt gemacht wird. Die Verfügbarkeit wird im Abrechnungszeitraum auf Basis der vom Anbieter gemäß Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 5 bereitzustellenden Informationen ermittelt und ist somit ebenfalls transparent und objektiv nachvollziehbar. Die Verfügbarkeit muss in die Berechnung einbezogen werden, da die Momentanreservebereitstellung umso mehr zur Systemsicherheit beigetragen hat, je öfter und länger die kontrahierte Momentanreserve tatsächlich hätte erbracht werden können.

Für das Basisprodukt gilt gemäß **Abschnitt H.VII. S. 1 lit. a**, dass eine im Basisprodukt kontrahierte Einheit, deren Verfügbarkeit im Abrechnungszeitraum unterhalb der Mindestverfügbarkeit von 30 % lag, für diesen Abrechnungszeitraum keine Vergütung erhält. Bei einer Verfügbarkeit von 30 % bis 90 % des Abrechnungszeitraums steigt die Vergütung linear zur Höhe der Verfügbarkeit an, wobei Ausgangspunkt für die Berechnung der dem konkreten Vertrag zugrunde liegende Festpreis ist. Ab einer Verfügbarkeit von 90 % erhält die Einheit die maximal mögliche Vergütung, die nach ihrem konkreten Festpreis möglich ist.

BDEW, RWE Generation, VDE FNN und vgbv fordern, die Berechnungsformel für die Vergütung des Basisproduktes so anzupassen, dass die Vergütung oberhalb einer Verfügbarkeit von 90% mit gleicher Intensität ansteige wie die Vergütung zwischen 30 % und 90 %, da eine höhere Verfügbarkeit eine zusätzliche Absicherung für das System bedeute. Dem konnte allerdings nicht gefolgt werden: Das festgelegte Preismodell liefert Anreize für eine möglichst hohe Verfügbarkeit und belohnt zusätzlich eine nahezu ganzjährige Verfügbarkeit. Das Beschaffungskonzept soll beanreizen, dass Einheiten, die eine Verfügbarkeit von über 90 % eines Abrechnungszeitraums bieten können, im Premiumprodukt anbieten und die dort geforderte Mindestverfügbarkeit von 90 % einhalten. Denn damit stiften sie auch aufgrund der höheren Planungssicherheit für die ÜNB einen höheren Nutzen zur Wahrung der Systemsicherheit. Würde hingegen im Basisprodukt ein weiterer Anstieg der Vergütung ab einer Verfügbarkeit von 90 % vorgesehen, ist die Wahrscheinlichkeit hoch, dass Einheiten, die grundsätzlich sehr hohe Verfügbarkeiten anbieten können, nicht im Premium-, sondern im Basisprodukt anbieten würden. Denn dort beträgt die Mindestverfügbarkeit 30 %; bis zum Unterschreiten dieser Mindestverfügbarkeit besteht ein Vergütungsanspruch. Würde nun auch im Basisprodukt bei einer Verfügbarkeit zwischen 90 % und 100 % die Vergütung weiter steigen, so würde sich der Unterschied zwischen Basis- und Premiumprodukt verringern. Ein rational handelnder Anbieter würde sich dann aufgrund der höheren Flexibilität möglicherweise für das Basisprodukt entscheiden. Bei diesem müsste sich der Anbieter dann – zu Lasten der Planungssicherheit für die ÜNB – nicht von vornherein festlegen, die Einheit den beinahe gesamten Abrechnungszeitraum verfügbar zu halten, sondern könnte diese je nach Marktentwicklung auch anderweitig einsetzen.

Abschnitt H.VII. S. 1 lit. b sieht für das Premiumprodukt vor, dass bei Nichteinhaltung der Mindestverfügbarkeit von 90 % im entsprechenden Abrechnungszeitraum keine Vergütung ausgezahlt wird. Bei einer Verfügbarkeit ab 90 % des Abrechnungszeitraums besteht ein Vergütungsanspruch, der sodann linear zur Höhe der Verfügbarkeit ansteigt, bis er 100 % erreicht. Ausgangspunkt für die Berechnung ist der dem konkreten Vertrag zugrunde liegende Festpreis. Auch hier besteht unmittelbar ab Erreichen der Mindestverfügbarkeit ein Vergütungsanspruch, da durch die Mindestverfügbarkeit von 90 % des Abrechnungszeitraums eine sehr hohe Systemdienlichkeit sichergestellt wird.

Engie schlägt vor, die Vergütung bei einer Unterschreitung der Mindestverfügbarkeit von 90 % automatisch auf die Vergütung des Basisproduktes umzustellen. Es sei unverhältnismäßig, die Vergütung auf null zu kürzen, da im Falle eines Unterschreitens der 90%-Schwelle kein Anreiz mehr bestehe, die Leistung für die verbleibende Vertragsdauer zu erbringen. Folgte man diesem Vorschlag, würde zwar ein Anreiz bestehen, die Leistung für die verbleibende Vertragsdauer zu erbringen, da auch bei einem Unterschreiten einer Verfügbarkeit von 90 % ein Vergütungsanspruch bestünde. Gleichzeitig würde jedoch ein Fehlanreiz geschaffen: Ein rational handelnder Anbieter mit einer Einheit, die grundsätzlich eine sehr hohe Verfügbarkeit von über 90 % erreichen kann, könnte sich dann quasi risikolos

für das Premiumprodukt entscheiden – unabhängig davon, ob seine prognostizierte bzw. geplante Verfügbarkeit tatsächlich bei über 90 % oder nur irgendwo zwischen 30 % und 90 % läge. Denn nach dem Modell von Engie bestünde im Premiumprodukt bei Unterschreiten der 90%-Schwelle kein Risiko vollständiger Vergütungseinbußen mehr. Der Anreiz, über der 90%-Schwelle zu bleiben, würde entfallen. Das entspricht nicht dem Ziel des Premiumproduktes:

Anbieter von Momentanreserve sollen gehalten werden, sich von Beginn an „richtig in die jeweilige Produktkategorie einzusortieren“. Es werden zielgerichtet Anreize gesetzt, Einheiten, bei denen eine Verfügbarkeit von 90 % und mehr technisch möglich ist, im Premiumprodukt anzubieten und eine derart hohe Verfügbarkeit dann auch anzustreben. Aus Netzsicherheitsgründen ist es erforderlich, dass Anbieter von Einheiten mit sehr hoher Verfügbarkeit sich für das – sich durch eine höhere Netzdienlichkeit auszeichnende – Premiumprodukt entscheiden: Im System-Split-Fall müssen möglichst viele Einheiten für die Momentanreserveerbringung zur Verfügung stehen, um dann auftretende sehr hohe Leistungsungleichgewichte dämpfen zu können. Daher ist das Beschaffungskonzept so ausgestaltet, dass Anbieter mit Einheiten, die eine sehr hohe Verfügbarkeit erreichen können, durch eine hohe Vergütung angereizt werden, diese im Premiumprodukt anzubieten. Aus diesem Grund ist auch ein Wechsel der Einheit vom Premium- ins Basisprodukt ausgeschlossen: Ist die Einheit einmal für ein bestimmtes Produkt kontrahiert, so gelten für den gesamten Erbringungszeitraum die entsprechenden (zum Zeitpunkt der Angebotseinreichung) gültigen Vertragsbedingungen.

Des Weiteren würde durch die automatische Umstellung der Vergütung des Premiumproduktes auf die Vergütung des Basisproduktes die Notwendigkeit begründet, in Beschaffungsregionen, in denen ausschließlich das Premiumprodukt beschafft wird, einen Festpreis für das Basisprodukt zu bestimmen. Da die Festpreisbestimmung komplex ist und zudem durch einen Gutachter erfolgen soll, würden so die Transaktionskosten erhöht, ohne die Netzsicherheit zu stützen. Sollte die Mindestverfügbarkeit von 90 % nicht erreicht werden, ist alternativ auch kein Rückfall auf die Mindestvergütung des Basisproduktes möglich (also auf die Vergütung, die dieselbe Einheit im Basisprodukt bei Erreichen einer Verfügbarkeit von 30 % erhalten hätte). Neben den oben genannten Argumenten, die gegen eine automatische Umstellung auf die Vergütung des Basisproduktes sprechen, käme hinzu, dass auch die Einkürzung auf die Mindestvergütung des Basisproduktes keinen Anreiz mehr für eine sehr hohe Verfügbarkeit böte. Damit entfielen die erstrebte hohe Netzdienlichkeit des Premiumproduktes.

Soweit Siemens Energy und VDMA in der ersten Marktkonsultation vorschlugen, die Vergütung von Einheiten, die mit zusätzlicher Schwungmasse ausgerüstet seien und im Wirkleistungsbetrieb teilnehmen könnten, mit den Formeln in Abschnitt H.VII. a) bzw. b) abzubilden, sind die Formeln auf alle vom Beschaffungskonzept erfassten Einheiten anwendbar.

Nach **Abschnitt H.VII. S. 2** sind F_{B0} bzw. F_{P0} und F_{B1} bzw. F_{P1} Komponenten des Festpreises des Basisproduktes bzw. des Premiumproduktes. F_{B0} bzw. F_{P0} stellen in Verbindung mit der vergütungsrelevanten Momentanreserve E_{Mom} gemäß **Satz 3** den Sockelwert der Vergütung V dar. Dies ist der Betrag, der ab Erreichen der Mindestverfügbarkeit jährlich je MWs ausgezahlt wird. F_{B1} bzw. F_{P1} beschreiben in Verbindung mit der vergütungsrelevanten Momentanreserve E_{Mom} und der Verfügbarkeit a gemäß **Satz 4** den inkrementellen Anteil der Vergütung V . F_{B0} und F_{B1} sind somit definiert, eine Definition in Abschnitt B, wie von Siemens Energy und VDMA gefordert, erübrigt sich daher. Die verschiedenen Komponenten des Festpreises können unterschiedliche Werte annehmen, sodass im Basis- und im Premiumprodukt die Vergütung in Abhängigkeit der Verfügbarkeit die jeweils gewünschte Anreizwirkung sicherstellen kann.

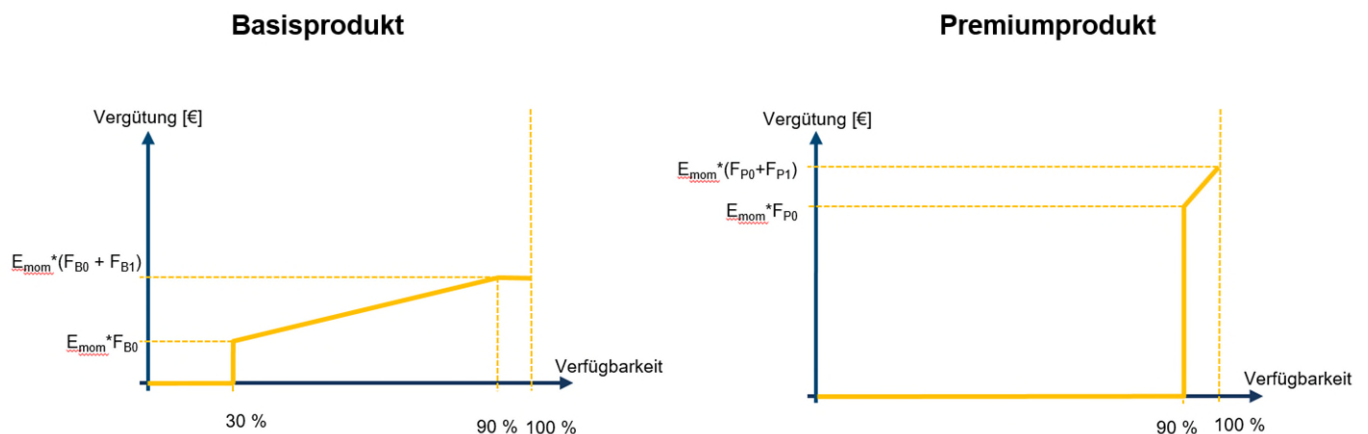


Abbildung 2 Schematische Darstellung der Vergütung in Abhängigkeit der Verfügbarkeit

Die ursprünglich konsultierte Vorgabe, wonach F_{B0} auch null sein konnte, wurde nach der ersten Marktkonsultation aus dem Beschaffungskonzept gestrichen. Diese Regelung hätte dazu geführt, dass der Sockelbetrag auch null gewesen wäre und bei Erreichen der Mindestverfügbarkeit oder nur knapp darüber kein bzw. nur ein sehr geringer Vergütungsanspruch bestanden hätte. Die Anreizwirkung des Beschaffungskonzepts wäre somit verfehlt worden. Durch die Vorgabe zur Mindestverfügbarkeit ist bereits sichergestellt, dass die Einheit einen systemdienlichen Momentanreservebeitrag leisten kann. Dann aber soll sie auch eine entsprechende Vergütung erhalten können.

Unabhängig davon kann der Festpreis insgesamt auf null gesetzt werden, da der Festpreis die Steuerungsvariable im Rahmen des festgelegten Beschaffungsverfahrens ist. Das gilt nicht nur für F_{B0} , sondern auch für F_{B1} und F_{P0} und F_{P1} . Diese Möglichkeit soll ein beschaffender ÜNB allerdings nur dann nutzen, wenn – entgegen des deutschlandweit bestehenden Nachfrageüberhangs – der Momentanreservebedarf in einer Beschaffungsregion mit den bereits vorhandenen/kontrahierten Einheiten gedeckt werden kann. In diesem Fall soll nicht mehr Momentanreserve beschafft und von den Netznutzern finanziert werden müssen, als zur Gewährleistung der Systemstabilität erforderlich ist.

BVES merkt an, es solle eine marktliche Beschaffung von Momentanreserveleistungen angestrebt werden, die keine allgemeine Formel als Vergütungsmechanismus enthalte. Die Berechnung der Kosten für die tatsächliche Erbringung von Momentanreserve sei bei neuen Marktteilnehmern wie Großbatteriespeichern äußerst komplex und hänge stark von der jeweiligen Fahrweise in einem bestimmten Moment ab. Durch eine pauschale Berechnung von Kosten würden die technologischen Möglichkeiten auch im Hinblick auf Effizienz in der Preisgestaltung nicht ausreichend berücksichtigt. Hier brauche es einen technologieoffenen Ansatz. Dem ist zu entgegnen, dass das Festpreissystem eine pauschale Berechnung der Kosten bedingt. Dies geschieht im Rahmen der Festpreisbestimmung durch den Sachverständigen (s. o.). Bei anbietergenauer Betrachtungsweise müsste der Anbieter seinen Preis nennen. Dann wäre darüber entweder bilateral zu verhandeln oder im Wege einer Ausschreibung über die Wettbewerbsfähigkeit dieses Preises zu entscheiden. Derartige Beschaffungssysteme kommen bei Momentanreserve aus den zu Abschnitt A.V. S. 2 genannten Gründen derzeit nicht in Betracht. Durch die Differenzierung nach Basis- und Premiumprodukt werden verschiedene Betriebsszenarien sowie eine Unterscheidung zwischen positiver und negativer Momentanreserve mittels verschiedener Festpreise (s.o.) bei der Berechnung der Vergütung berücksichtigt.

Nach **Abschnitt H.VII. S. 5** sind die Berechnungsvorschriften zur Bestimmung der Vergütung bei abweichenden Mindestverfügbarkeiten gemäß Abschnitt D.II. S. 3 entsprechend anzupassen. Sollten beschaffender ÜNB und Bundesnetzagentur gemäß Abschnitt D.II. S. 3 feststellen, dass für eines oder mehrere Momentanreserveprodukte in einer Beschaffungsregion andere Mindestverfügbarkeiten als die festgelegten 30 % bzw. 90 % erforderlich sind, so müssen in der Konsequenz auch die Vergütungsformeln angepasst werden, um die Anreizwirkung der marktgestützten Beschaffung zu erhalten.

Nach **Abschnitt H.VIII.** wird zur Ermittlung der Vergütung für die vergütungsfähige Menge (siehe Abschnitt C.I. S. 2 Nr. 1) von Synchronmaschinen im Phasenschieberbetrieb die gemäß H.VII. berechnete Vergütung V mit dem Verhältnis aus der Verfügbarkeit der Einheit im Phasenschieberbetrieb zur Gesamtverfügbarkeit gemäß Abschnitt F.III. S. 2 multipliziert. Dies hat den Hintergrund, dass zwar für die Ermittlung der Verfügbarkeit einer Einheit die mit dem Netz synchronisierten Zeiten im Phasenschieberbetrieb und im Wirkleistungsbetrieb zugrunde gelegt werden. Vergütet wird jedoch nur die Momentanreserve aus den Zeiträumen, in denen die Einheit im Phasenschieberbetrieb betrieben wurde. Würden diese Berechnungen nicht vorgenommen, könnte eine Synchronmaschine, die für das Premiumprodukt kontrahiert wurde, keine Vergütung mehr erhalten, wenn sie in (mehr als) 10 % der Viertelstunden eines Abrechnungszeitraums Wirkleistung eingespeist hätte, denn dann wäre keine Bereitstellung von Momentanreserve für 90 % (oder mehr) des Abrechnungszeitraums möglich. Da aber nur die Momentanreserve aus dem Phasenschieberbetrieb vergütet werden soll, muss das

Verhältnis zwischen der Verfügbarkeit in diesem Modus und der Gesamtverfügbarkeit gebildet werden.

Dies setzt die Stellungnahme von vgb energy e.V. und RWE Generation SE um, wonach sich die Summe der vergütungsrelevanten Momentanreserve im Betrieb eines rotierenden Phasenschiebers mit Schwungmasse (z.B. bei entkuppeltem Turbinenbetrieb oder als Generator - Schwungmasseneinheit) aus den Momentanreserven der Einzelbestandteile (Generator + Schwungmasse) zusammensetzen sollte. So soll die Entwicklung angereizt werden, bei Neuanlagen einen Kombibetrieb aus Wirkleistungs- und Systemdienstleistungserbringung (gekuppelter Turbine - Generator - Schwungmasse) und reiner Systemdienstleistungserbringung (entkuppelter Turbine - Generator - Schwungmasse) bzw. bei stillzulegenden Bestandsanlagen eine Umrüstung zur reinen Systemdienstleistungserbringung (Generator - Schwungmasse) zu realisieren.

Nach **Abschnitt H.X. S. 1** sind mit der Vergütung alle Leistungen im Zusammenhang mit der Vorhaltung und Erbringung von Momentanreserve vollständig abgegolten. Insbesondere sind gemäß **Satz 2** mit der Vergütung Aufwendungen des Anbieters zur Erfüllung der Vergütungsvoraussetzungen gemäß Abschnitt C, der Erfassung und Bereitstellung von Messwerten sowie für die Durchführung stichprobenartiger technischer Qualitätskontrollen durch den ÜNB abgegolten. Diese Vorgaben vermeiden Unklarheiten über den Umfang der vergüteten Leistungen, welche in Zweifelsfällen zu zeit- und kostenintensiven Klärungsversuchen und Gerichtsverfahren führen können und mindern so auch die Transaktionskosten der marktgestützten Beschaffung. Die zuerst konsultierte Fassung enthielt noch einen Satz 3, wonach Momentanreserve, die im Rahmen von technischen Vorprüfungen nach Abschnitt C sowie betrieblichen Tests erbracht wird, nicht vergütungsfähig sein sollte. Da derartige Prüfungen – soweit sie überhaupt erforderlich sind – dem Nachweis der Vergütungsvoraussetzungen dienen, liegt die Beweislast beim Anbieter. Er hat folgerichtig auch die entsprechenden Kosten zu tragen. Aus denselben Gründen bedurfte es auch keiner vor Ørsted geforderten Klarstellung, wonach Momentanreserve, die im Rahmen der Nachweisführung und Zertifizierung nach Abschnitt C bereitgestellt wird, nicht vergütungsfähig ist.

i) Abschnitt I – Veröffentlichungspflichten des beschaffenden ÜNB

Abschnitt I regelt die Veröffentlichungspflichten des beschaffenden ÜNB. Auf diese Weise wird eine Information des Marktes und aller interessierten Kreise über den Stand der Beschaffung erreicht und der Transparenzvorgabe des § 12h EnWG entsprochen.

Nach **Abschnitt I.I.** veröffentlicht der beschaffende ÜNB je Beschaffungsregion und Kalenderjahr den Bedarf an Momentanreserve in MWs (Nr. 1), die Anzahl der kontrahierten Einheiten differenziert nach Produkten und Technologien (Nr. 2), die kontrahierte Momentanreserve in MWs differenziert nach Produkten und Technologien (Nr. 3) und die Kosten für die Momentanreserve je Beschaffungsregion

und Regelzone pro Jahr (Nr. 4) auf der gemeinsamen Internetseite der ÜNB „www.netztransparenz.de“ oder deren Nachfolgeplattform. Die genannten Daten werden beschaffungsregionsscharf aggregiert. Die Veröffentlichung erfolgt jahresscharf, Vorjahresdaten werden nicht erneut eingerechnet, haben jedoch weiterhin veröffentlicht zu bleiben.

Nr. 1 ist nach der ersten Marktkonsultation eingefügt worden. Dort hatte VDE FNN den Wunsch geäußert, auch die Zielmenge der benötigten Momentanreserve pro Region zu veröffentlichen, um den Bedarf der benötigten Momentanreserve transparent darzustellen. Auch BVES und Fluence hatten gefordert, der ÜNB solle die erwünschte Gesamtmenge an Momentanreserve konstatieren, die er mit dem Festpreis erreichen will. STEAG wünschte in der zweiten Marktkonsultation, dass auch die netztechnischen Überlegungen (wie hoch ist die tatsächliche Nachfrage/Bedarf?) vorab dargestellt werden. Der bekanntgemachte Bedarf ist allerdings in der Regel nicht der Bedarf, dessen Deckung mit dem Festpreis erreicht werden soll, sondern der generell in einer Beschaffungsregion bestehende Momentanreservebedarf. Der Festpreis orientiert sich wie dargelegt an den Investitionskosten und den sonstigen Kosten der Bereitstellung, da nach Kenntnis der Beschlusskammer noch keine netzbildenden Technologien existieren, mit denen der Bedarf kurzfristig gedeckt werden kann. Selbst soweit solche Technologien bereits existieren oder relativ einfach implementiert werden können, erscheint nach Kenntnis der Beschlusskammer aktuell in vielen Beschaffungsregionen eine zeitnahe Bedarfsdeckung ausgeschlossen. Soweit Fluence und BVES fordern, genauer zu beschreiben, ab welcher Verfehlung der erwünschten Menge eine Nachjustierung des Festpreises erfolgt und nach welchem Zeitraum eine weitere Ausschreibung zu erwarten ist, ist klarzustellen, dass bei der marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve – anders als bei einer Ausschreibung – aufgrund der ungewissen Marktentwicklungen gerade keine Zielmenge im Sinne einer bestimmten Momentanreservemenge in einer bestimmten Zeit beschafft wird. Um den Marktteilnehmern dennoch einen Überblick zu verschaffen, wie die Bedarfsdeckung in einer Beschaffungsregion voranschreitet, soll der noch offene Gesamtbedarf je Beschaffungsregion veröffentlicht werden.

Im NEP 2023-2037/2045 ist eine Methodik zur Definition von relevanten System-Splits vorgestellt worden. Darauf aufbauend sind die Bedarfe an Momentanreserve in den Regionen und Regelzonen ermittelt worden. Es wird für jede Region und Stunde eines Jahreslaufs je eine Berechnung für Überfrequenz und Unterfrequenz pro Region und Regelzone für das Jahr 2030 durchgeführt. Der jeweils höchste positive und negative Wert je Region dimensioniert den jeweiligen Bedarf. Die Methodik zur Bestimmung des regionalen Momentanreservebedarfs wird derzeit weiterentwickelt und künftig im Rahmen der marktgestützten Beschaffung berücksichtigt. Aus den bisherigen Ergebnissen sind gravierende Unterschiede bei dem Bedarf an Momentanreserve zwischen den Regelzonen und innerhalb der jeweiligen Regelzonen zu erkennen, die sich bei der marktgestützten Beschaffung widerspiegeln sollten.

Die in **Nr. 2 und 3** genannten Veröffentlichungspflichten ermöglichen einen transparenten Überblick über die Marktentwicklungen und insbesondere über den Markthochlauf netzbildender Technologien. Diese Informationen können bei der Beurteilung herangezogen werden, ob die aktuell bestimmten Festpreise genügend Anreize zum Markteintritt bieten, ob sie ggf. gemäß Abschnitt G.III. ausnahmsweise korrigiert werden müssen und wie sie im folgenden Vorschauzeitraum gestaltet werden sollten.

Nr. 4 soll Transparenz für die Netzkunden schaffen, die die Kosten der marktgestützten Beschaffung über die Netzentgelte zu tragen haben.

STEAG möchte, dass vorab neben den Kosten auch die finanziellen Referenzen dargestellt werden. Soweit hiermit Gutachten von Sachverständigen zur Festpreisermittlung gemeint sind, wird auf die Begründung zu Abschnitt G.I. S. 1 verwiesen, im Übrigen gelten die Ausführungen zur Preisermittlung zu Abschnitt G.I. S. 2.

BDEW, RWE, BVES, Fluence und vgbv fordern, die Methodik zur Bestimmung der Festpreise zu veröffentlichen. Gutachten zur Festpreisermittlung können aus folgenden Gründen nicht veröffentlicht werden: Es werden in Einzelinterviews auch sensible Information zu Kostenstrukturen der Anbieter abgefragt. Zudem enthält das Gutachten Erwartungen zur Marktentwicklung, zur Wahl der Produkte und zu Anreizstrategien der ÜNB. Damit beinhaltet das Gutachten Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse insbesondere der Anbieter. Zudem lässt es Schlüsse über die Kostenkalkulationen künftiger Wettbewerber und über das Marktumfeld insgesamt zu, weshalb eine Veröffentlichung im Hinblick auf künftige wettbewerbliche Momentanreservemärkte nachteilig sein kann.

Eine Veröffentlichung dieser Daten darf laut **Abschnitt I.II.** nur erfolgen, wenn diese unter Wahrung der Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse der betroffenen Unternehmen sowie der Beachtung von Geheimschutzinteressen, insbesondere dem Schutz kritischer Infrastrukturen, möglich ist. Dies soll gewährleisten, dass die Rechte Dritter, insbesondere Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse der betroffenen Unternehmen, durch eine Veröffentlichung nicht verletzt werden oder Geheimschutzinteressen beeinträchtigt werden.

2. Tenorziffer 2 – Befristung des Beschaffungskonzepts

Entgegen des zunächst zur Konsultation gestellten, unbefristet gültigen Beschaffungskonzepts ist das festgelegte Beschaffungskonzept nunmehr – wie in der zweiten Marktkonsultation vorgesehen – aufgrund folgender Überlegungen bis zum 31.12.2031 befristet:

Die Befristung dem Grunde nach ist erforderlich, da der Zweck der marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve aktuell darin liegt, die Entwicklung netzbildender Technologien und den Markthochlauf netzbildender Momentanreserveerbringer voranzutreiben. Bei der Momentanreserve gibt es

– anders als etwa bei der Blindleistung – (noch) keinen Wettbewerb zwischen den Anbietern, weswegen zunächst ein Festpreissystem festgelegt wurde (siehe hierzu die Beschlussbegründung zu Tenorziffer 1, Abschnitt A.V.). Ist der Markthochlauf so weit vorangeschritten, dass sich in den Beschaffungsregionen Wettbewerb bilden kann, kann und soll in ein anderes, wettbewerblich ausgestaltetes Marktdesign (etwa ein Ausschreibungsdesign) gewechselt werden, um die gesamtwirtschaftliche Effizienz der marktgestützten Beschaffung zu wahren.

Dies ist auch von Konsultationsteilnehmern der ersten Marktkonsultation gefordert worden. Fluence hat darin zwar Verständnis für das festgelegte Festpreissystem geäußert, es aber für dringend geboten gehalten, dieses zur Einführung der Beschaffung gewählte Modell regelmäßig zu überprüfen, insbesondere im Hinblick auf die Einführung eines zukünftigen Ausschreibungsmodells mit auktionenbasierter Beschaffung, ähnlich den Frequenzdienstleistungen. BVES und Fluence meinen, das festgelegte Beschaffungskonzept schaffe Investitionsanreize und Anreize für technische Innovation. Es stelle jedoch keine Garantie für eine kosteneffiziente Beschaffung dar. Der Zielzustand für die Beschaffung von Momentanreserve solle ein Markt mit Auktionsmechanismus (ähnlich dem der Primärregelleistung/PRL) sein. Hierzu bedürfe es eines kontinuierlichen Review-Verfahrens. Insbesondere müssten die Netzbetreiber in der Lage sein, ihre Bedarfe in den entsprechenden Netzgebieten zu quantifizieren. Vom BVES wird gefordert, möglichst schnell ein „marktbasiertes Beschaffungsdesign“ anzustreben, das es den Betreibern ermögliche und überlasse, für ihre eigenen Geschäftsmodelle die preisliche Angebotskalkulation durchzuführen. Der angestrebte Markt müsse deshalb letztendlich technologieagnostisch gestaltet sein, um wirklich transparent und diskriminierungsfrei funktionieren zu können. Zudem müsse er offen für alle Anbieter sein. Auch Dipl.-Wi.-Ing. Gunnar Kaestle von der TU Clausthal ist der Auffassung, die von ihm als Dämpfungsdienstleistung bezeichnete Trägheit der lokalen Netzstabilität gelte es perspektivisch auszuschreiben.

Um allen interessierten Akteuren einen zeitlichen Planungshorizont zu geben, wurde das gegenständliche Beschaffungskonzept befristet. Dies dient gleichzeitig der Senkung der Gesamtkosten der marktgestützten Beschaffung, da über das Festpreissystem zwar Anreize für Investitionen in die Forschung und Entwicklung netzbildender Technologien gesetzt werden können, aber keine effiziente Ressourcenallokation im Sinne einer Auswahl der kostengünstigsten Anbieter möglich ist. Es ist beabsichtigt, anschließend ein Marktdesign zu wählen, in welchem einerseits den Anbietern größere Spielräume bei der Angebotspreisgestaltung zukommen und das andererseits die Beschaffungskosten für Momentanreserve minimiert. Ungeachtet dessen ist das festgelegte Festpreissystem auch als marktgestütztes Beschaffungssystem einzustufen.

Die Befristung der Dauer bis zum 31.12.2031 wurde deswegen gewählt, weil zu diesem Zeitpunkt nach Erwartung der Beschlusskammer ein liquider Momentanreservemarkt in vielen Beschaffungsregionen realistisch erscheint: Die vorgesehene Laufzeit räumt Anbietern genügend Zeit ein, einen

Business-Case zu entwickeln und auf dieser Basis in netzbildende Technologien zu investieren. Dies fördert den Markthochlauf und senkt Schritt für Schritt die Kosten für Forschung und Entwicklung. Die Beschlusskammer erwartet, dass bis Ende 2031 der (dann noch) marktgestützt zu beschaffende Bedarf wettbewerblich gedeckt werden kann: Neben den bereits auf Basis der gegenständlichen Festlegung kontrahierten Erbringern wird – davon geht die Beschlusskammer zumindest aus – bis dahin auch ein verpflichtender Momentanreservebeitrag für jede (neu) an das Netz angeschlossene Einheit rechtlich vorgesehen sein und den Gesamtbedarf verringern: Derzeit wird auf europäischer Ebene an einer Novelle der RfG-VO gearbeitet. Danach ist geplant, dass auf nationaler Ebene Anforderungen an Momentanreserveerbringer getroffen werden müssen. Sie tritt voraussichtlich in der zweiten Jahreshälfte 2025 in Kraft und soll nach dem jetzigen Entwurfsstand bestimmen, dass entsprechende Regelungen im nationalen Recht spätestens zweieinhalb Jahre nach Inkrafttreten der Novelle der RfG-VO in den TAR implementiert sein müssen. Spätestens drei Jahre nach Inkrafttreten der Novelle der RfG-VO müssen alle neu an das Netz angeschlossenen Einheiten momentanreservefähig sein und einen zwingenden Momentanreservebeitrag leisten. Ob auf nationaler Ebene bereits vor Ablauf dieser Fristen zwingende Momentanreservebeiträge gefordert werden, ist ungewiss und konnte daher bei der Dauer der Befristung nicht zugrunde gelegt werden. Diese Momentanreservemengen treten dann denjenigen Mengen hinzu, die bis dahin bereits über das Festpreissystem kontrahiert werden konnten. Die verpflichtende Bereitstellung von Momentanreserve über die TAR wiederum führt dazu, schaffungsregionen zumindest anteilig durch die verpflichtende TAR-Erbringung gedeckt werden. Durch die zwingenden rechtlichen Vorgaben zur Momentanreservefähigkeit neu an das Netz angeschlossener Einheiten dürften sich die Nachfrage nach und das Angebot an netzbildenden Technologien erhöhen. Dies dürfte die bei den Herstellern realisierbaren Skaleneffekte (nochmals) erhöhen, was (nochmals) sinkende Kosten für netzbildende Technologien mit sich bringen dürfte.

Zukünftig zwingende TAR-Vorgaben sowie die bereits im Rahmen des Festpreissystems geschaffenen Anreize lassen erwarten, dass bis zu diesem Zeitpunkt auch Erfahrungen im Umgang, im Betrieb und zur Netzintegration netzbildender Einheiten vorliegen, die einen Markteintritt für neue Anbieter vereinfachen dürften. Unter diesen Bedingungen rechnet die Beschlusskammer damit, dass nach Ablauf der Befristung ein wettbewerblich ausgestalteter Momentanreservemarkt gesamtwirtschaftlich effizienter ist als das für die Anfangszeit erforderliche Festpreissystem.

3. Tenorziffer 3 – Widerrufsvorbehalt

Der Widerrufsvorbehalt in Tenorziffer 3 ist erforderlich, da sich die Rahmenbedingungen für die Beschaffung von Momentanreserve aufgrund des Markthochlaufs entsprechender Technologien, insbesondere netzbildender Technologien, verändern können. Dies kann ggf. auch vor Auslauf der zeitlichen Befristung einen Widerruf der vorliegenden Entscheidung sachgerecht und notwendig werden

lassen – etwa, wenn durch einen Wechsel in ein anderes Marktdesign wie beispielsweise ein Ausschreibungsmodell eine effizientere Beschaffung von Momentanreserve erreicht werden könnte. Auch kann es bei einem erfolgreichen Markthochlauf schon vor Ablauf der Befristung effizienter sein, die marktgestützte Beschaffung auf andere Produkte als die im Beschaffungskonzept genannten Produkte zu stützen. Hier kommen insbesondere kurzfristigere Produkte in Betracht. Zudem kann sich herausstellen, dass die Differenzierung zwischen Basis- und Premiumprodukt nicht oder nicht dauerhaft sinnvoll ist. Vor dem Hintergrund der nicht absehbaren Markt- und Technologieentwicklungen können hierzu zum Zeitpunkt des Festlegungsdatums keine belastbaren Prognosen getroffen werden.

Die Bundesnetzagentur behält sich vor, die Festlegung auch teilweise zu widerrufen. Dies kommt insbesondere in Betracht, wenn die zukünftig nach den TAR zwingend zu erbringenden Mengen aus ökonomischen Erwägungen heraus künstlich niedrig gehalten werden und den Belangen der Netz- und Systemsicherheit nicht ausreichend Geltung verschafft worden ist.

4. Die Erhebung von Kosten nach § 91 EnWG bleibt einem gesonderten Verfahren vorbehalten.

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf), einzureichen.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Christian Mielke
Vorsitzender

Dr. Jochen Patt
Beisitzer

Jens Lück
Beisitzer