



## Beschluss

Az. BK6-21-023

In dem Festlegungsverfahren

zu den Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung „Schwarzstartfähigkeit“ durch die regelzonenverantwortlichen deutschen Übertragungsnetzbetreiber

unter Beteiligung der

Uniper Kraftwerke GmbH, Holzstraße 6, 40221 Düsseldorf, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

– Beigeladene zu 1 –

ENGIE Deutschland Erneuerbare GmbH, Ella-Barowsky-Straße 44, 10829 Berlin, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

– Beigeladene zu 2 –

ENGIE Deutschland AG, Ella-Barowsky-Straße 44, 10829 Berlin, gesetzlich vertreten durch den Vorstand,

– Beigeladene zu 3 –

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 13.01.2023 beschlossen:

1. Für die nichtfrequenzgebundene Systemdienstleistung „Schwarzstartfähigkeit“ wird eine markgestützte Beschaffung gemäß dem in Anlage 1 zu diesem Beschluss enthaltenen Beschaffungskonzept durch die regelzonenverantwortlichen deutschen Übertragungsnetzbetreiber durchgeführt.
2. Ein Widerruf bleibt vorbehalten.

## Gründe

### A.

Das Festlegungsverfahren betrifft die Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung (**nfSDL**) Schwarzstartfähigkeit gemäß § 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 5 i.V.m. Abs. 5 EnWG, welche von den regelzonenverantwortlichen deutschen Übertragungsnetzbetreibern (**ÜNB**) zu beachten sind.

### I. Rechtlicher 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-Gesetzespaket der EU. Mit Inkrafttreten des § 12h EnWG am 27.11.2020 sind die nfSDL zur Spannungsregelung, zur Trägheit der lokalen Netzstabilität, zum Kurzschlussstrom, zur dynamischen Blindstrom-

stützung, zur Schwarzstartfähigkeit und zur Inselbetriebsfähigkeit grundsätzlich in marktgestützten Verfahren zu beschaffen, soweit sie für einen sicheren, zuverlässigen und effizienten Netzbetrieb erforderlich sind.

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. Im Falle der Festlegung einer Ausnahme sind die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung gemäß § 12h Abs. 9 S. 1 EnWG berechtigt, Betreiber von Erzeugungsanlagen oder Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie (**Speicher**) zur Vorhaltung der Schwarzstartfähigkeit ihrer Anlagen zu verpflichten. Im Falle einer solchen Verpflichtung kann der Betreiber der Erzeugungsanlage oder der Anlage zur Speicherung elektrischer Energie gemäß § 12h Abs. 9 S. 4 EnWG eine angemessene Vergütung geltend machen, die entsprechend § 13c Abs. 1 EnWG bestimmt wird. Gemäß § 12h Abs. 9 S. 5 EnWG ist § 13c Abs. 5 EnWG entsprechend anzuwenden.

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 fehlen würde. Während die Bundesnetzagentur hinsichtlich der nfSDL Trägheit der lokalen Netzstabilität, Kurzschlussstrom, dynamische Blindstromstützung und Inselbetriebsfähigkeit erstmalig am 18.12.2020 Ausnahmen gemäß § 12h Abs. 4 S. 2 EnWG von der marktgestützten Beschaffung festgelegt hat,<sup>1</sup> wird mit vorliegender Festlegung ein Konzept für die marktgestützte Beschaffung der nfSDL Schwarzstartfähigkeit durch die ÜNB geregelt.

2. Unter Schwarzstartfähigkeit nach § 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 5 EnWG ist die Fähigkeit einer Stromerzeugungsanlage (darunter fallen auch Speicher) zu verstehen, ohne Zufuhr elektrischer Energie von außen, gegebenenfalls mit Hilfe einer Hilfsstromquelle, einen vorgegebenen Netzabschnitt aus einem vollständig abgeschalteten Zustand innerhalb eines festgelegten Zeitraums wieder unter Spannung zu setzen und Spannung und Frequenz in gewissen Grenzen stabil zu halten.<sup>2</sup> Die Schwarzstartfähigkeit ist unerlässlich

<sup>1</sup> Die Ausnahmeentscheidungen BK6-20-295 (Kurzschlussstrom), BK6-20-296 (dynamische Blindstromstützung), BK6-20-297 (Inselbetriebsfähigkeit) und BK6-20-298 (Trägheit der lokalen Netzstabilität) sind online abrufbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6\\_21\\_AV/AbgeschlosseneVerfahren-node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6_21_AV/AbgeschlosseneVerfahren-node.html).

<sup>2</sup> Gesetzesbegründung zu § 12h EnWG, BT-Drucksache 19/21979, S. 14f. Zu der Begriffsdefinition siehe im Weiteren die Beschlussbegründung zu Abschnitt B Nr. 5.

für den Netzwiederaufbau. Damit stellt sie die Grundlage dar für die Wiederversorgung sämtlicher Kunden mit Elektrizität nach einem Schwarzfall des Netzes.

3. Bisher wurde die Schwarzstartfähigkeit von den ÜNB auf der Basis bilateraler Verträge mit den Betreibern von Schwarzstartanlagen beschafft. Am 20.05.2020 genehmigte die Bundesnetzagentur den Vorschlag der ÜNB gemäß Art. 4 Abs. 2, 4 der Verordnung 2017/2196 der Kommission vom 24. November 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes (**E&R-VO**) zu den „Vertraglichen Modalitäten für Anbieter von Systemdienstleistungen zum Netzwiederaufbau“<sup>3</sup> (im Folgenden „**MASN**“ genannt), wodurch die Bedingungen, zu denen die Schwarzstartfähigkeit erbracht wird, zumindest teilweise standardisiert werden. Die Standardisierung bezieht sich dabei auf technische und organisatorische Aspekte, die notwendig sind, um die Betriebssicherheit des (europäischen) Stromnetzes aufrechtzuerhalten oder wiederherzustellen. Die Umsetzungsfrist beträgt 36 Monate ab Genehmigungsdatum. Am 27.11.2020 trat § 12h EnWG in Kraft, dessen Ziel es ist, die Erbringung der nfSDL Schwarzstartfähigkeit durch die Einführung von transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren für alle Marktteilnehmer zu öffnen.<sup>4</sup> Dadurch sollen Potentiale für die technische Erbringung und wirtschaftliche Effizienz gehoben werden.<sup>5</sup>

4. Soweit die Bundesnetzagentur keine Ausnahmen nach § 12h Abs. 4 EnWG festlegt, hat sie gemäß § 12h Abs. 5 S. 1 EnWG die Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der jeweiligen Systemdienstleistung, vorbehaltlich des Absatzes 4, nach § 29 Abs. 1 EnWG festzulegen. Der vom Bundeswirtschaftsministerium in Auftrag gegebene Bericht „Effizienzprüfung marktgestützter Beschaffung von nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen“ in der Fassung vom 18.08.2020<sup>6</sup> kam zu dem Ergebnis, dass die ökonomische Effizienz einer marktlichen Beschaffung für die nfSDL Schwarzstartfähigkeit im Analysehorizont 2021 bis 2025 nicht ausgeschlossen werden kann. Zur Unterstützung und Vor-

---

<sup>3</sup> Beschluss BK6-18-249 vom 20.05.2020, abrufbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK6-GZ/2018/BK6-18-249/BK6-18-249\\_Beschluss.html?nn=871930](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2018/BK6-18-249/BK6-18-249_Beschluss.html?nn=871930).

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

<sup>5</sup> Gesetzesbegründung zu § 12h EnWG, ebenda.

<sup>6</sup> Vergeben wurde der Bericht an ein Konsortium bestehend aus: ef.Ruhr – Die Energiedienkfabrik, 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.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/ergebnispapier-effizienzpr%C3%BCfung-nf-sdl.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/ergebnispapier-effizienzpr%C3%BCfung-nf-sdl.pdf?__blob=publicationFile&v=2).

bereitung der Erarbeitung eines Beschaffungskonzeptes für die nfSDL Schwarzstartfähigkeit durch die Bundesnetzagentur wurde darauf aufbauend und im Vorfeld des Inkrafttretens des § 12h EnWG vom Bundeswirtschaftsministerium ein Gutachten ausgeschrieben und an ein Konsortium<sup>7</sup> vergeben. In dem Gutachten wird beschrieben, wie eine öffentliche Ausschreibung im Grundsatz ausgestaltet sein könnte (z.B. im Hinblick auf die Ausschreibungshäufigkeit und die Ausschreibungsregionen). Zudem werden mögliche Kriterien zur Angebotsbewertung eruiert. Hiervon umfasst sind neben den Voraussetzungen, die ein Angebot erfüllen muss, um in die Auswahlentscheidung einbezogen werden zu können, auch der Preis, die technischen Kriterien auf Anlagenebene sowie in Betracht kommende systemische Kriterien. Daneben beschäftigt sich das Gutachten mit den Vorlaufs- und Vertragslaufzeiten der Erbringung sowie den Anforderungen an die Transparenz eines Verfahrens zur marktgestützten Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit. Zudem werden Maßnahmen vorgeschlagen, wie die marktgestützte Beschaffung regulatorisch umgesetzt werden könnte. Das Gutachten wurde im Laufe des Jahres 2020 erstellt und mit dem Bundeswirtschaftsministerium diskutiert. Das Gutachten mit dem Titel „Marktgestützte Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit“ (im Weiteren „**Gutachten**“) wurde in der Version vom 30.10.2020 vom Bundeswirtschaftsministerium veröffentlicht.<sup>8</sup> Die Bundesnetzagentur ist an die Inhalte des Gutachtens nicht gebunden. **Verfahrensverlauf**

Die Beschlusskammer hat das Konzept einer marktgestützten Beschaffung der nfSDL Schwarzstartfähigkeit in Zusammenarbeit mit den ÜNB erarbeitet. Hintergrund dafür war, dass die ÜNB aufgrund ihrer schon bisher bestehenden Verpflichtung zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems – und damit zusammenhängend des Netzwiederaufbaus – langjährige praktische Erfahrungen mit der Kontrahierung schwarzstartfähiger Anlagen haben. Zudem sind die ÜNB diejenigen, die das Beschaffungskonzept letztlich umzusetzen haben.

Am 24.02.2021 hat das virtuelle Auftakttreffen zwischen Bundesnetzagentur und ÜNB zur Erarbeitung eines Entwurfes für das Konzept einer marktgestützten Beschaffung der nfSDL Schwarzstartfähigkeit stattgefunden. In den folgenden Monaten ist der jeweilige

---

<sup>7</sup> Das Konsortium bestand aus: ef.Ruhr – Die Energiedienstofffabrik, RE-xpertise, neon - neue energieökonomik, HEMF – House of Energy Marktes & Finance der Universität Duisburg/Essen und bbb – becker büttner held.

<sup>8</sup> „Marktgestützte Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit“, Bericht im Vorhaben „SDL-Zukunft“, Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Verf.: Dr.-Ing. Christian Wagner (ef.Ruhr), Dr. Ingmar Schlecht (Neon), Dr. Michael Bucksteeg (HEMF), Fassung vom 30.10.2020, abrufbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/ergebnispapier-beschaffung-von-schwarzstartf%C3%A4higkeit.html>.

Entwurfsstand in regelmäßigen Austauschterminen diskutiert und weiterentwickelt worden.

Der Entwurf für ein Beschaffungskonzept für die marktgestützte Beschaffung der nFSDL Schwarzstartfähigkeit ist am 20.12.2021 erstmalig auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht und mit Verfügung Nr. 115/2021 am 22.12.2021 im Amtsblatt Nr. 24/2021 der Bundesnetzagentur bekanntgegeben worden. Es ist eine Frist zur Stellungnahme bis zum 09.02.2022 eingeräumt worden. Nach Auswertung der in der Konsultation eingegangenen Stellungnahmen hat die Beschlusskammer das Beschaffungskonzept in Absprache mit den ÜNB überarbeitet. Dabei sind insbesondere die Regelungen zur Setzung einer Preisobergrenze und zur Aufhebung eines konkreten Beschaffungsverfahrens sowie zur Bewertung des Angebotspreises angepasst worden. Zudem wurde die Vergütungsregelung ergänzt um eine ausdrückliche Vorschrift betreffend die Berücksichtigung von Opportunitätskosten und von Schwarzstart- und Betriebsversuchen in der Vergütung. Auch ist ein Online-Beschaffungskalender eingeführt worden, aus dem potentielle Anbieter ersehen können, zu welchem Zeitpunkt in welcher Beschaffungsregion voraussichtlich eine marktgestützte Beschaffung stattfinden wird. Überdies sind die Regelungen zum Netzanschluss von Schwarzstartanlagen sowie zur Unbedenklichkeitsbescheinigung des Netzbetreibers überarbeitet worden. Darüber hinaus sind die Veröffentlichungspflichten um weitere Punkte ergänzt worden.

Das überarbeitete Beschaffungskonzept ist am 01.09.2022 erneut auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht, mit Verfügung Nr. 85/2022 am 07.09.2022 im Amtsblatt Nr. 17/2022 der Bundesnetzagentur bekanntgegeben und vom 01.09.2022 bis zum 26.09.2022 ein zweites Mal zur Konsultation gestellt worden.

Die Vergütungsregelungen für Opportunitätskosten (Abschnitt I.I.) sind – auch aufgrund der Rückmeldungen aus der zweiten Marktkonsultation – nochmals überarbeitet worden. Die Vergütungsregelungen für Opportunitätskosten sind am 10.11.2022 nochmals auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht sowie mit Verfügung Nr. 129/2022 am 23.11.2022 im Amtsblatt Nr. 22/2022 der Bundesnetzagentur bekanntgegeben und vom 10.11.2022 bis zum 01.12.2022 zur Konsultation gestellt worden.

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

- Alterric IPP GmbH (ausschließlich zweite Konsultation)

- Avacon Netz GmbH (ausschließlich zweite Konsultation)
- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (erste und dritte Konsultation)
- ECO STOR GmbH (ausschließlich zweite Konsultation)
- EnBW Energie Baden-Württemberg AG
- ENERTRAG SE (ausschließlich erste Konsultation)
- ENGIE Deutschland AG (erste und dritte Konsultation)
- Fraunhofer IEE (ausschließlich erste Konsultation)
- Lausitz Energie Kraftwerke AG Next Kraftwerke GmbH (erste und zweite Konsultation)
- Onyx Germany GmbH (ausschließlich erste Konsultation)
- RWE Generation SE (erste und zweite Konsultation)
- SMA Solar Technology AG (ausschließlich erste Konsultation)
- Statkraft Markets GmbH (ausschließlich erste Konsultation)
- Uniper SE
- vgbe energy e.V.
- WIND-projekt Ingenieurs- und Projektentwicklungsgesellschaft mbH (ausschließlich erste Konsultation)

Auf die wesentlichen Inhalte der Stellungnahmen wird zum besseren Verständnis im Rahmen der Beschlussbegründung zu den einzelnen Bestandteilen des Beschaffungskonzeptes eingegangen.

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

## **B.**

### **I. Rechtsgrundlage**

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

## **II. Formelle Entscheidungsvoraussetzungen, Adressaten**

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur als Regulierungsbehörde für die vorliegende Entscheidung 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). Verteilernetzbetreiber (**VNB**) werden nicht als Adressaten einbezogen. Für diese läuft derzeit unter dem Az. BK6-21-360 ein gesondertes Festlegungsverfahren zur Ausnahme von der marktgestützten Beschaffung der nfSDL Schwarzstartfähigkeit gemäß § 12h Abs. 4 EnWG.

Die erforderliche Anhörung gemäß § 67 EnWG wurde durchgeführt. Die beabsichtigte Festlegung wurde mittels Internetveröffentlichung zur öffentlichen Konsultation gestellt. Die Eröffnung des Festlegungsverfahrens wurde außerdem im Amtsblatt der Behörde bekanntgegeben. Insgesamt 16 Unternehmen und Verbände haben zu den veröffentlichten Dokumenten Stellung genommen.

Die Landesregulierungsbehörden sind gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens am 20.12.2021 informiert worden. 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. 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. Eine Ausnahme von der marktgestützten Beschaffung ist für die nfSDL „Schwarzstartfähigkeit“ nicht festgelegt worden.

Mit der gegenständlichen Festlegung wird ein Beschaffungskonzept vorgegeben, welches die Spezifikationen und technischen Anforderungen an die Beschaffung der Schwarzstartfähigkeit enthält: Zunächst bestimmt es den Ablauf eines Beschaffungsverfahrens. Des Weiteren enthält es die wesentlichen organisatorischen, technischen und personellen

Vorgaben für die Beschaffung, wobei es sich an die MASN anlehnt. Zudem gibt die Festlegung die der Auswahlentscheidung zugrunde zu legenden Kriterien vor. Diese sind unterteilt in die drei Bewertungsgruppen „Technische Kriterien auf Anlagenebene“, „Systemische Kriterien“ und „Preis“. Weiter enthält das Beschaffungskonzept Vorgaben für die Bewertung und die Gewichtung der einzelnen Kriterien durch den beschaffenden ÜNB sowie für das Auswahlverfahren und die Vergütung. Darüber hinaus enthält es Regelungen zur Transparenz und zu Nachbeschaffungsverfahren.

Die Spezifikationen und technischen Anforderungen 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.

Das Beschaffungskonzept ist technologieoffen. Abschnitt C.I.1. lit. c i.V.m. § 11 MASN sieht zudem die Möglichkeit der Aggregation von Schwarzstartanlagen vor, so dass grundsätzlich auch Anlagen, die mit Erneuerbaren Energien betrieben werden, an der marktgestützten Beschaffung teilnehmen können.

Hinsichtlich der Teilnahmemöglichkeit von dezentralen Erzeugungsanlagen (**DZA**) ist zunächst zu berücksichtigen, dass eine dezentrale Erzeugungsanlage gemäß § 3 Nr. 11 EnWG definiert ist als eine an das Verteilernetz angeschlossene verbrauchs- und lastnahe Erzeugungsanlage. Jedenfalls für an der Hochspannungsebene eines VNB angeschlossene DZA ist laut Beschaffungskonzept eine Teilnahme an der marktgestützten Beschaffung der Schwarzstartfähigkeit durch die ÜNB möglich. Andere DZA können teilnehmen, soweit sie über einen Direktanschluss an der unterspannungsseitigen Umspannwerksammelschiene Hochspannung/Mittelspannung (**HS/MS**) verfügen. Mit einer Einbeziehung tieferer Spannungsebenen steigen allerdings die Anzahl der beteiligten Akteure beim Schwarzstart im Höchstspannungsnetz und somit die Komplexität und Fehleranfälligkeit des Netzwiederaufbaus deutlich an. Deshalb sind Anlagen, welche unterhalb der Netzebene HS/MS angeschlossen sind, von der marktlichen Beschaffung ausgeschlossen. Dies gilt auch dann, wenn die niederen Spannungsebenen vom gleichen Netzbetreiber betrieben werden wie die Hochspannungsebene bzw. wie die HS/MS-Umspannebene, da dennoch unterschiedliche Leitstellen bzw. Arbeitsplätze für die Netzführung der unterschiedlichen Spannungsebenen verantwortlich sein können. Darüber hinaus nimmt

die Anlagenleistung immer weiter ab, je niedriger die Spannungsebene ist. Dies führt dazu, dass DZA in unteren Spannungsebenen die geforderten technischen Eigenschaften nicht erfüllen können, da betreffende Anlagen nicht mehr über Nennleistungen im Megavoltampere (**MVA**)-Bereich verfügen, um ein vom ÜNB vorkonfiguriertes Netz unter Spannung zu setzen. Siehe im Weiteren auch die Beschlussbegründung zu Abschnitt C.I.1.a.

Die Teilnahme von Anbietern von Laststeuerung ist rechtlich nicht ausgeschlossen, wird i.R.d. Schwarzstartfähigkeit allerdings praktisch keine Relevanz besitzen. Um den Netzwiederaufbau zu initiieren, wird Erzeugungsleistung benötigt, die Lasten per se nicht bereitstellen können.

Über die Definition der Schwarzstartanlage in Abschnitt B.5. können explizit auch Speicher an den Beschaffungsverfahren teilnehmen. Anbieter, die in der Aggregation tätig sind, werden über Abschnitt C.I.1.c i.V.m. § 11 MASN in die marktliche Beschaffung der Schwarzstartfähigkeit einbezogen.

Festzuhalten ist, dass alle Anbieter zwingend die in Abschnitt C geregelten Teilnahmevoraussetzungen einzuhalten haben, damit der Netzwiederaufbau nicht gefährdet wird. So müssen als Folge der fluktuierenden Einspeisung bei einer Aggregation von Anlagen aus oder mit erneuerbaren Energien an einem Netzanschlusspunkt Redundanzen bzw. Konzepte dergestalt berücksichtigt werden, dass eine dargebotsunabhängige Verfügbarkeit sichergestellt ist. Gleichzeitig erwartet die Beschlusskammer, dass die ÜNB kontinuierlich die Entwicklungen auf Erzeugerseite und die Möglichkeiten zur Integration von Erneuerbaren Energien bewerten, um deren zukünftige Potentiale bei der Überprüfung und Weiterentwicklung der Netzwiederaufbaupläne berücksichtigen zu können.

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. Hierbei ist zu unterscheiden: Im Blackout-Fall können Erneuerbare-Energien-Anlagen (**EE-Anlagen**) mangels eines funktionierenden Netzes keinen Strom einspeisen. Zwar werden im Laufe des Versorgungswiederaufbaus EE-Anlagen nach und nach wieder zugeschaltet; der Versorgungswiederaufbau ist aber von der gegenständlichen Festlegungskompetenz nicht umfasst. Im Falle von Betriebs- und Schwarzstartversuchen dagegen ist die Schwarzstartanlage vom restlichen Netz getrennt, so dass im Rahmen dieser Versuche keine Einspeisung in das allgemeine Netz stattfindet. Soweit sich in einem für

solche Versuche gebildeten Inselnetz EE-Anlagen befinden, sind diese Teil des Betriebs- bzw. Schwarzstartversuchs und ebenfalls vom restlichen Netz getrennt. Da die Versuche sicherstellen sollen, dass die Schwarzstartanlage im Falle eines Blackouts angefahren und mit ihr das Netz wieder hochgefahren werden kann, ist eine solche zeitlich begrenzte und auf die Ausnahmesituation des Versuchs beschränkte Netztrennung von EE-Anlagen aus Systemsicherheitsgründen notwendig.

Die Spezifikationen und technischen Anforderungen wirken gemäß § 12h Abs. 5 S. 4 EnWG auf eine größtmögliche Effizienz der Beschaffung und des Netzbetriebs hin. Dieser Regelung wird Rechnung getragen, indem die Beschaffung als wettbewerblicher Markt organisiert wird und der beschaffende ÜNB bei der Auswahlentscheidung neben den anlagenbezogenen technischen Kriterien auch den Preis als wirtschaftliches Kriterium sowie systemische Kriterien als netzbetriebsbezogene Aspekte zu Grunde zu legen hat.

## **2. Begründung des festgelegten Beschaffungskonzeptes**

### **a) Abschnitt A – Allgemeines**

Abschnitt „Allgemeines“ regelt die grundsätzliche Ausgestaltung der marktgestützten Beschaffung der nFSDL „Schwarzstartfähigkeit“ (Beschaffungsverfahren) – insbesondere im Hinblick auf zeitliche und geografische Aspekte der Beschaffung. Dabei stellt **Abschnitt A.I.** voran, dass sich die Festlegung auf die Beschaffung der Schwarzstartfähigkeit durch die ÜNB bezieht. Geeignete Anlagen mit Anschluss in Verteilernetzen sind in die marktgestützte Beschaffung der ÜNB einzubinden. Vom VNB kontrahierte Schwarzstartanlagen fallen nicht unter die gegenständliche Festlegung (siehe dazu Festlegungsverfahren BK6-21-360).

Anlagen, die sich auf ausländischem Territorium befinden, können sich an der marktgestützten Beschaffung beteiligen, wenn sie die Teilnahmevoraussetzungen erfüllen. Ihre Teilnahme kann zur Stärkung des Wettbewerbs und der Sicherstellung der Vorhaltung von Schwarzstartfähigkeit beitragen.

Die Regelung in **Abschnitt A.II S. 1**, wonach jeder ÜNB die marktgestützte Beschaffung der Schwarzstartfähigkeit eigenständig durchführt, resultiert aus der gesetzgeberischen Grundentscheidung, wonach jedem ÜNB die Systemverantwortung in seiner Regelzone übertragen ist (§ 13 EnWG). In Einzelfällen kann es erforderlich sein, dass mehrere ÜNB die Schwarzstartfähigkeit gemeinsam beschaffen (**Abschnitt A.II S. 2**). Dies kann etwa

in solchen Netzbereichen erfolgen, in denen die Netze der betreffenden ÜNB eng miteinander verwoben sind (z.B. südliches Baden-Württemberg) oder sich Enklaven (z.B. Raum Hamburg) ergeben. Dort ist ein unabhängiger Netzwiederaufbau ohne Abstimmung zwischen den ÜNB nicht oder nur sehr schwierig möglich. Zusätzlich bietet die gemeinsame Beschaffung in solchen Regionen die Möglichkeit, Schwarzstartressourcen gemeinschaftlich zu nutzen und so volkswirtschaftliche Vorteile zu generieren.

Auch bei einer gemeinsamen Beschaffung muss aus der Bekanntmachung klar hervorgehen, welcher ÜNB die Beschaffung verantwortlich durchführt und die Anlage letztlich kontrahiert. So ist sichergestellt, dass die Angebote zentral bei einem ÜNB eingehen und bei der Auswahlentscheidung berücksichtigt werden können. Zudem muss für potentielle Bieter feststehen, wer im Falle eines Zuschlags ihr Vertragspartner werden wird.

Die Entscheidung können die beteiligten ÜNB unabhängig davon treffen, an wessen Netz die Anlage angeschlossen ist. Die Auswahl der Anlage kann durch eine gemeinschaftliche Bewertung beider ÜNB erfolgen. Die betroffenen ÜNB sollen in einem bilateralen Vertrag bzw. Konzept die Details zum gemeinsamen Hochfahrnetz und dem Vorgehen im Netzwiederaufbau vereinbaren.

In **Abschnitt A.III. S. 1** wird das Recht des ÜNB niedergelegt, mehrere Beschaffungsregionen in seiner Regelzone zu bilden. Die Unterteilung einer Regelzone in mehrere Beschaffungsregionen ist i.d.R. erforderlich, da der Netzwiederaufbau einen starken regionalen Bezug aufweist und in kleinere Gebiete als eine gesamte Regelzone strukturiert ist. Die Bildung der Beschaffungsregionen kann sich dabei an der Netztopologie des Übertragungsnetzes, den möglichen Hochfahrnetzen, der Verteilung der Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen sowie den organisatorischen Strukturen im Hinblick auf die Systemführung (z.B. die Zuständigkeiten der netzführenden Stellen) orientieren. Daneben kann der ÜNB beim Zuschnitt der Beschaffungsregionen weitere objektive Kriterien berücksichtigen. So sollten die Beschaffungsregionen nicht zu kleinteilig gewählt werden, damit sich ein ausreichendes Wettbewerbsniveau bilden kann.

Da der Zuschnitt der Beschaffungsregionen im Wesentlichen von den organisatorischen und systemischen Strukturen in der Regelzone abhängt, kann der Forderung einiger Marktteilnehmer nicht nachgekommen werden, wonach die Kriterien für die Definition der Beschaffungsregionen von den ÜNB konsultiert und/oder vor dem Beginn des Beschaf-

fungsverfahrens veröffentlicht werden sollen. Die Definition der Beschaffungsregionen resultiert aus der mit der Systemverantwortung einhergehenden Gestaltungskompetenz des ÜNB. Um dem verständlichen Bedürfnis des Marktes nach Transparenz nachzukommen, sieht Abschnitt A.IV einen Online-Beschaffungskalender vor, aus welchem u.a. der voraussichtliche Zuschnitt der Beschaffungsregionen hervorzugehen hat.

Eine in manchen Stellungnahmen geforderte Regelung, wonach sich die Beschaffungsregionen nicht überschneiden dürfen, konnte nicht aufgenommen werden. Eine Überschneidung kann durchaus vorkommen, da zum einen zu den geeigneten Netzknoten auch solche der ersten Masche gehören (siehe Begründung zu Abschnitt C.I.1.b) und sich die Beschaffungsregionen zum anderen im Laufe der Zeit – beispielsweise aufgrund von Änderungen in der Netztopologie, der Erzeugungslandschaft oder der Zuständigkeit der netzführenden Stellen – ändern bzw. verschieben können.

Gemäß **Abschnitt A.III. S. 2** ist der gesamte Bedarf an Schwarzstartfähigkeit in einer Beschaffungsregion grundsätzlich in einem Beschaffungsverfahren zu beschaffen. So sollen der Bedarf an Schwarzstartfähigkeit transparent gemacht sowie Transaktionskosten gesenkt werden. Auch wird auf diese Weise erreicht, dass sich Beginn und Ende der Erbringungszeiträume aller Schwarzstartanlagen in einer Beschaffungsregion grundsätzlich decken, so dass der Netzwiederaufbauplan i.d.R. gesamthaft angepasst werden kann. Hierdurch reduzieren sich der Anpassungsbedarf seitens der ÜNB und daraus ggf. resultierende Fehler. Ausnahmsweise kann auch ein Teil des Bedarfs ausgeschrieben werden, soweit es sich um ein Nachbeschaffungsverfahren gemäß Abschnitt K handelt oder eine bereits gemäß § 12h EnWG kontrahierte Schwarzstartanlage ungeplant und langfristig ausfällt.

Beschafft wird gemäß **Abschnitt A.III. S. 3** eine konkrete Anzahl an Schwarzstartanlagen. In Kombination mit der Vorgabe einer Mindestwirkleistung in Abschnitt C.I.2.a ermöglicht dies dem beschaffenden ÜNB, die nfSDL Schwarzstartfähigkeit passgenau zu beschaffen. Denn maßgeblich für den Netzwiederaufbau ist eine ausreichende Anzahl schwarzstartfähiger Anlagen – noch vor deren Leistung. So kann der ÜNB – wo er es für sinnvoll hält – durch die Vorgabe der Anlagenanzahl auch eine Redundanz der Schwarzstartanlagen ermöglichen, wodurch die Robustheit des Netzwiederaufbaus erhöht werden kann. Gleichzeitig verdeutlicht die Regelung, dass insbesondere auch neue Marktteilnehmer einen Zuschlag erhalten können, wenn die von ihnen angebotenen Anlagen die mindestens

erforderliche Wirkleistung gerade erreichen. Die Möglichkeit, eine einzelne Schwarzstartanlage zu beschaffen, wird nicht ausgeschlossen.

Aus **Abschnitt A.IV. S. 1** ergibt sich das Recht des ÜNB, die marktgestützte Beschaffung innerhalb seiner Regelzone zeitlich zu staffeln. Ermöglicht wird dies durch die Unterteilung der Regelzone in einzelne Beschaffungsregionen, siehe Abschnitt A.III. S. 1. Gleichzeitig ist regelzonenübergreifend eine Parallelität von Beschaffungsverfahren möglich und ausdrücklich erwünscht, damit die Umsetzung des § 12h EnWG zügig fortschreiten kann. In zeitlicher Hinsicht regelt **Abschnitt A.IV. S. 2**, dass spätestens zwölf Monate nach dem Datum dieser Festlegung für mindestens eine Beschaffungsregion in jeder Regelzone das Beschaffungsverfahren eingeleitet worden sein muss. Auch dies dient der zügigen Umsetzung des § 12h EnWG. Nach **Abschnitt A.IV. S. 3** müssen die Beschaffungsverfahren für alle Beschaffungsregionen einer Regelzone spätestens sechs Jahre nach dem Datum dieser Festlegung eingeleitet worden sein.

In der zweiten Marktkonsultation wird vorgebracht, sechs Jahre seien für die flächendeckende Einführung der Beschaffungsverfahren eine sehr lange Zeit, die sich nachteilig auf die Anreize für den Neubau von Speichern auswirke. Speicher könnten einen Teil der Kapazität, der nicht für die Vorhaltung zur Schwarzstartreserve genutzt werde, dem freien Markt als Flexibilität zur Verfügung stellen und damit die Integration Erneuerbarer Energien beschleunigen. Eine beschleunigte flächendeckende Einführung des Schwarzstartmarktes habe einen positiven Nebeneffekt auf den Zubau von Speicherkapazitäten, weswegen ein Zeitraum von zwei Jahren gewählt werden solle. Dazu ist zu sagen, dass der angesprochene positive Nebeneffekt hinter den Gedanken der Sicherheit und Stabilität des Netzwiederaufbaus zurücktreten muss: Es wurde ein Zeitraum von sechs Jahren gewählt, um zu vermeiden, dass die Beschaffungsverfahren eine zu große zeitliche Parallelität aufweisen. Die zeitliche Staffelung dient der operativen Umsetzbarkeit sowohl der Beschaffungsverfahren als auch der notwendigen Folgeprozesse (z.B. Anpassung von Netzwiederaufbauplänen, Schulungen des Betriebspersonals, Ertüchtigung von Netz und Anlagen). Alternativ kämen eine gleichzeitige Umstellung aller Beschaffungsregionen pro Regelzone oder in allen Regelzonen sowie die Verkürzung der Sechsjahresfrist in Betracht. Diese Alternativen waren aus Sicht der Beschlusskammer jedoch zu verwerfen: In allen Beschaffungsregionen einer Regelzone oder gar in sämtlichen deutschen Beschaffungsregionen parallel Beschaffungsverfahren durchzuführen, erschiene aufgrund der da-

bei auftretenden Gleichzeitigkeitseffekte riskant. So erfordert eine Kontrahierung von bisher nicht im Netzwiederaufbauplan vorgesehenen Schwarzstartanlagen – und hierzu dürfte es künftig kommen – eine umfassende und aufwändige Anpassung des jeweiligen Netzwiederaufbauplans. Eine gleichzeitige Umstellung der Netzwiederaufbaupläne in einer Regelzone birgt die Gefahr, dass der Netzwiederaufbau fehleranfälliger wird, denn es würde kumuliert zu einer Änderung der Prozesse, der Kommunikationswege, der Zuständigkeiten und der Strukturen beim Netzwiederaufbau kommen. Zudem müssten erhebliche Personalressourcen aufgebaut werden, um sämtliche Netzwiederaufbaupläne zeitgleich anzupassen. Hinzu kommt eine Aufstockung des Personals, welches die zur Anlageneinbindung in das Netz ggf. erforderliche Ertüchtigung der Netzinfrastruktur durchführt. Weiter müssten Schulungen für das Netzbetreiber- und Anlagenpersonal, die das für den Netzwiederaufbau notwendige Know-how vermitteln, großteils gleichzeitig erfolgen. Zudem muss für jede kontrahierte Schwarzstartanlage ein initialer Betriebsversuch innerhalb eines Jahres nach Beginn des Erbringungszeitraums geplant und durchgeführt werden. Bei einem Betriebsversuch werden – ausgehend von der Schwarzstartanlage – einzelne Netzbereiche unter Spannung gesetzt, die Netzbereiche mit Lasten belastet und Teilnetze resynchronisiert. Hierzu müssen in Absprache mit angrenzenden Regelzonen über die Freischnittplanung geeignete Zeitfenster identifiziert werden. Dies bedingt einen erheblichen Planungsaufwand der ÜNB. Eine weitgehend zeitgleiche Umstellung auf die marktgestützte Beschaffung würde die Planung und Durchführung von Betriebsversuchen weiter verkomplizieren. Auch für neue Anbieter kann eine längere Umstellungsfrist Vorteile bieten, da sie mehr Zeit für einen Markteintritt haben und auch bei ihnen weniger Gleichzeitigkeitseffekte auftreten. Die vorgenannten Argumente gelten umso stärker, wenn man alternativ zu einem sechsjährigen Umstellungsrahmen sämtliche Beschaffungsverfahren in ganz Deutschland parallel durchführen oder die Frist auf zwei Jahre verkürzen wollte (was einer gleichzeitigen Umstellung nahezu gleichkäme). Nicht zuletzt aufgrund des beschriebenen umfangreichen organisatorischen und zeitlichen Aufwandes bestünde das Risiko, dass die zur Integration der bezuschlagten Anlagen in den Netzwiederaufbauplan notwendigen Maßnahmen nicht abgeschlossen oder nicht mit hinreichender Sorgfalt durchgeführt würden, Abläufe im Ernstfall zu wenig erprobt und Akteure nicht hinreichend geschult wären.

Auch würde die marktgestützte Beschaffung durch den notwendigen Aufbau an personellen Ressourcen wesentlich verteuert. In Anbetracht der Dauer eines Beschaffungsverfahrens von mindestens 18 Monaten sowie des Umfangs der soeben dargestellten Folgeprozesse erscheinen die sechs Jahre folglich angemessen, zumal es in einigen Regelzonen voraussichtlich drei und mehr Beschaffungsregionen geben wird. Die zeitliche Staffelung innerhalb von sechs Jahren ermöglicht eine geordnete und strukturierte Umstellung, die der überragenden Bedeutung eines funktionierenden Netzwiederaufbaus am besten gerecht wird. Selbstverständlich sind die ÜNB angehalten, die Umstellung auf die marktgestützte Beschaffung der Schwarzstartfähigkeit nicht unnötig in die Länge zu ziehen. Aus diesem Grund handelt es sich um eine „Maximalfrist“.

Einige Marktteilnehmer schlagen vor, die marktliche Beschaffung solle „einfach früher starten“, da der erste Erbringungszeitraum deutlich nach Auslaufen der im Beschluss BK6-18-249 geregelten Übergangsfrist für die Umstellung von Altverträgen auf die MASN beginne. Hierdurch ergebe sich die Notwendigkeit für langwierige Verhandlungen zwischen den Betreibern der schwarzstartfähigen Anlagen und den ÜNB und es würden unnötige Transaktionskosten generiert. Wie soeben dargelegt, ist die zeitliche Planung für die marktgestützte Beschaffung so ausgestaltet, dass den Anbietern eine sorgfältige Angebotskalkulation und den ÜNB eine gewissenhafte Auswahl der Angebote ermöglicht wird. Die vorgebrachten Einwände haben hinter diese die Systemsicherheit berührenden Aspekte zurückzutreten.

Maßgeblich für die Einhaltung der vorgenannten Umsetzungspflichten ist nach **Abschnitt A.IV. S. 4** jeweils der Zeitpunkt der Bekanntmachung des Beschaffungsverfahrens. Somit ergeben sich aus Abschnitt A.IV. sowohl für jede Regelzone als auch für Deutschland die voraussichtlichen Start- und Enddaten für die Umstellung des bisherigen Systems der Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit auf Basis bilateral ausgehandelter Verträge hin zu transparenten und wettbewerblich ausgestalteten Beschaffungsverfahren.

In **Abschnitt A.IV. S. 5, 6** wird ein Online-Beschaffungskalender vorgesehen, aus welchem der jeweils aktuelle Planungsstand der ÜNB zu den Beschaffungsverfahren ersichtlich ist. So muss daraus hervorgehen, welche Beschaffungsregionen es voraussichtlich geben wird, wie diese zugeschnitten sein werden (Veröffentlichung z.B. mit Hilfe einer Karte) und wann dort jeweils Beschaffungsverfahren eingeleitet werden. Da es sich hier-

bei naturgemäß um Prognosen handelt, sind die Informationen nicht verbindlich. Gleichwohl haben die ÜNB bei der Prognose die größtmögliche Sorgfalt anzulegen, damit sich potentielle Marktteilnehmer auf künftige Beschaffungsverfahren vorbereiten können. Sobald die ÜNB erkennen können, dass der Online-Beschaffungskalender nicht mehr mit aktuellen Planungen übereinstimmt, sind die veröffentlichten Informationen anzupassen.

Gemäß **Abschnitt A.V. S. 1** ist zwischen der Zuschlagserteilung und dem Beginn des Erbringungszeitraums eine Vorlaufzeit vorgesehen, welche gemäß **S. 2** zwischen drei und fünf Jahren betragen muss.

In den Marktkonsultationen wurde gefordert, die Vorlaufzeit zu verkürzen (teilweise auf ein Jahr) oder in eine „Soll“-Regelung umzuformulieren, so dass von den vorgesehenen drei bis fünf Jahren abgewichen werden könne. Zum Teil wird vorgebracht, es müssten umso mehr Opportunitätskosten eingepreist werden, je länger die Vorlaufzeit sei. Die hierfür angeführte Begründung ist, dass die Anlage bis zum Start des Erbringungszeitraums betriebsbereit gehalten werden müsse, wodurch Mehr- bzw. Opportunitätskosten entstünden. Auch sei sonst schwer zu überblicken, ob die schwarzstartfähige Anlage noch in Betrieb sei. Mögliche Kosten dafür, den Kraftwerksbetrieb einzig für die Erbringung von Schwarzstart aufrecht zu erhalten, seien sehr hoch und nicht abschätzbar. Die Vorlaufzeit solle andererseits nicht zu kurz sein, um eventuell erforderliche Nachrüstungen realisieren zu können und mögliche Neuanlagen, die sich in der Projektierungsphase befänden, nicht auszuschließen. Ein Konsultationsteilnehmer fordert einen Zeitraum von maximal zwei Jahren, da Bestandsanlagen sofort bzw. innerhalb weniger Monate in den Erbringungszeitraum starten könnten. Um diskriminierungsfrei zwischen Bestands- und Neubau-Anlagen zu agieren, sei für Neuanlagen eine längere Vorlaufzeit erforderlich. Die Erfahrungen aus den EEG-Auktionen zeige, dass im Neubausegment lediglich baureife Projekte an den Auktionen teilnähmen, so dass der Realisierungszeitraum sehr viel kürzer als drei bis fünf Jahre sei. Für Speicheranlagen (Batteriespeicher) seien 18 Monaten ausreichend. Unter Umständen dauere der Realisierungszeitraum für alternative Technologien etwas länger.

Das Intervall betreffend die Dauer der Vorlaufzeit wurde so gewählt, dass es dem beschaffendem ÜNB sowie den bezuschlagten Anbietern ermöglicht, die in ihrem Verantwortungsbereich liegenden Vorbereitungsmaßnahmen (etwa Anpassungen an Netz und Anlage) vorzunehmen. Auf diese Weise soll sichergestellt werden, dass die Schwarzstartanlage zu Beginn des Erbringungszeitraums sämtliche Anforderungen an die Schwarzstartfähigkeit erfüllt und in das Netz und den Netzwiederaufbauplan eingebunden ist. Zu den erforderlichen Maßnahmen zählen z.B. die Umrüstung der Anlage, die Schulung des Personals, die Implementierung einer schwarzfallfesten Kommunikation sowie die Anpassung des Netzwiederaufbauplans und ggf. die Durchführung erforderlicher Netzertüchtigungsmaßnahmen. Um dem beschaffenden ÜNB eine zeitliche Flexibilität einzuräumen, gibt die Festlegung ein Intervall zwischen drei und fünf Jahren vor. So kann bei der Dauer der konkreten Vorlaufzeit etwa der Anlagenbestand in der Beschaffungsregion berücksichtigt werden. Sollte in einer Beschaffungsregion z.B. ein Bedarf für den Neubau von Schwarzstartanlagen absehbar sein, lässt das festgelegte Intervall Zeit für ihre Errichtung. Besteht dagegen vermutlich nur wenig Anpassungsbedarf an Netz, Netzwiederaufbauplan und Schwarzstartanlagen, erscheint der Beschlusskammer eine Umsetzung der erforderlichen Maßnahmen innerhalb von drei Jahren möglich. Das festgelegte Intervall berücksichtigt bereits einen zeitlichen „Sicherheitspuffer“, mit dem eventuelle Verzögerungen der notwendigen Vorbereitungshandlungen abgedeckt werden sollen.

Soweit vorgetragen wird, dass ein Neubau auch innerhalb weniger Jahren möglich sei, mag dies in Einzelfällen zutreffen. Zum einen zeigen jedoch aktuelle geopolitische Entwicklungen (Corona-Pandemie, Ukraine-Konflikt), dass Lieferketten ungeplant und schnell zum Erliegen kommen können, so dass Zeitpläne nicht eingehalten werden können. Zum anderen gilt das festgelegte Intervall für alle Beschaffungsverfahren und damit auch für alle Neubauanlagen. Würde bereits eine konkrete Vorlaufzeit von beispielsweise exakt zwei Jahren festgelegt, schlösse dies sämtliche Flexibilität des beschaffenden ÜNB und auch Anlagen, deren Bau bzw. Ertüchtigung länger dauert, aus. Klargestellt sei darüber hinaus, dass eine Differenzierung der Vorlaufzeit für Neu- und Bestandsanlagen nicht in Betracht kommt, weil hieraus unterschiedliche Start- und Enddaten für den Erbringungszeitraum resultieren und somit eine Aufteilung des Marktes für Schwarzstartfähigkeit in verschiedene Teilmärkte erfolgen würden. Dies würde den – voraussichtlich ohnehin schon engen – Markt weiter verknappen und zu Ineffizienzen führen.

Die Vorlaufzeit wird auch nicht deswegen verkürzt, um Opportunitätskosten gering zu halten. Die Argumentation hinsichtlich der Opportunitätskosten ist aus Sicht der Beschlusskammer schon nicht nachvollziehbar: Eine bezuschlagte Schwarzstartanlage kann sowohl ihre Arbeit als auch ihre Leistung während der Vorlaufzeit weiterhin voll am Strommarkt vermarkten und hierdurch Erlöse erzielen. Ein Vermarktungsverbot aufgrund eines Zuschlags gemäß § 12h EnWG existiert in der Vorlaufzeit nicht. Eine Bevorratungspflicht für die zum Schwarzstart benötigte Primärenergie, die Opportunitätskosten auslösen könnte, besteht ausschließlich während des Erbringungszeitraums. Soweit Konsultations Teilnehmer darauf hinweisen, dass mögliche Kosten für die Aufrechterhaltung des Kraftwerksbetriebs einzig für die Erbringung von Schwarzstartfähigkeit sehr hoch und nicht abschätzbar seien, ist zu entgegnen, dass diese Probleme in Fällen auftreten, in denen die Anlage im Markt nicht mehr „im Geld“ ist. Die während der Vorlaufzeit auflaufenden Kosten gehen zu Lasten des Anlagenbetreibers, denn er trägt das unternehmerische Risiko. Soweit er derartige Kosten befürchtet, kann er sie in seinen Angebotspreis einpreisen. Die Wettbewerbsfähigkeit eines solchen Angebots ist dann von den Angeboten der Mitbieter abhängig. Die Beschlusskammer erkennt allerdings an, dass nach der Angebotsabgabe auftretende Marktveränderungen eine Veränderung der Opportunitätskosten zur Folge haben können. Eine dies aufgreifende Regelung wurde in Abschnitt I.I. aufgenommen (siehe Beschlussbegründung dort).

Auf das ebenfalls vorgetragene Argument, eine Vorlaufzeit von drei bis fünf Jahren würde - in Verbindung mit den langen Erbringungszeiten - vor dem Hintergrund volatiler Marktentwicklungen und den damit verbundenen Unsicherheiten beim Weiterbetrieb von Kraftwerken viele potenzielle Teilnehmer abhalten, wird in der Beschlussbegründung zu Abschnitt A.VI. eingegangen.

Sollte sich ein kurzfristiger Bedarf nach Schwarzstartfähigkeit ergeben, der bei Start des Beschaffungsverfahrens nicht erkennbar gewesen ist (z.B. weil eine bereits kontrahierte Schwarzstartanlage durch höhere Gewalt plötzlich und langfristig ausfällt), so kann die Vorlaufzeit gemäß **Abschnitt A.V. S. 3** ausnahmsweise kürzer als drei Jahre sein.

**Abschnitt A.VI.** regelt, innerhalb welchen zeitlichen Intervalls der sich an die Vorlaufzeit anschließende Erbringungszeitraum liegen muss. Das Intervall beträgt zwischen vier und zehn Jahren und ist vom beschaffenden ÜNB zu konkretisieren.

Soweit von den Konsultationsteilnehmern eingewandt wird, dass zwischen Angebotskalkulation und Ende des Erbringungszeitraumes mehr als 15 Jahre liegen könnten (Dauer des Beschaffungsverfahrens + Vorlaufzeit + Erbringungszeitraum) und bis dahin mit einem fundamental veränderten Energiemarkt zu rechnen sei, was die Kalkulation eines Angebots extrem erschwere, wird hierauf in der Beschlussbegründung zu Abschnitt I.I. eingegangen.

In der Konsultation wird ebenfalls vorgetragen, der Erbringungszeitraum müsse deutlich weniger als zehn Jahre (z.B. ein bis zehn Jahre, (nicht mehr als) drei Jahre oder drei bis fünf Jahre) betragen, da kürzere Abstände zwischen den Auktionen die Wettbewerbsintensität erhöhten. Die Teilnehmer der ersten und zweiten Marktkonsultation haben kritisiert, je länger der Zeitraum sei, für den man sich binde, desto mehr Opportunitätskosten müssten eingepreist werden. Ein Konsultationsteilnehmer macht geltend, Batteriespeicheranlagen könnten mit fortgeschrittener Alterung u.U. keine zehnjährige Vorhaltung von Kapazität garantieren, eine drei- bis fünfjährige Vorhaltezeit sei dagegen gut planbar. Insbesondere werde der Einsatz von Second-Life-Ressourcen wie z.B. Batterien aus Elektroautos durch einen kurzen Erbringungszeitraum attraktiv. Andere Konsultationsteilnehmer meinen, die Kombination aus langen Vorlauf- und Erbringungszeiten könne viele potentielle Bieter von einer Marktteilnahme abhalten. Next Kraftwerke hält die im Beschaffungskonzept vorgesehenen Vorlauf- und Erbringungszeiträume für zu lang und damit ungeeignet, schwarzstartfähigkeitsbezogene Innovationen im Bereich von DZA anzureizen. Zudem werde entsprechend ausgerüsteten, neu ans Netz gehenden Anlagen für lange Zeit der Marktzugang versperrt und somit Wettbewerb verhindert. Die hohe Gesamtdauer von bis zu 15 Jahren zwischen Zuschlagserteilung und Ende des Erbringungszeitraums stehe der potentiellen Integration neuer Technologien und möglicher Sprunginnovationen diametral entgegen.

Die gegen eine Verkürzung der Vorlaufzeit genannten Argumente sprechen auch gegen eine Verkürzung des Erbringungszeitraums: Durch das festgelegte Intervall besteht bereits eine große zeitliche Flexibilität, um auf die gegebenen und erwarteten Marktverhältnisse in einer Beschaffungsregion einzugehen und dem beschaffenden ÜNB eine regionsspezifische Abwägung zu ermöglichen. Hierbei hat er auch in Betracht zu ziehen, welche Schwarzstarttechnologien in der jeweiligen Beschaffungsregion zu Verfügung stehen. Das festgelegte Intervall ermöglicht dem beschaffenden ÜNB, die Dauer des Erbringungszeitraums so zu wählen, dass einerseits die Marktentwicklung gefördert und andererseits

der Netzwiederaufbau nicht gefährdet wird. Zugleich ist zu beachten, dass die für die marktgestützte Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit entstehenden volkswirtschaftlichen Kosten nicht unnötig und unverhältnismäßig steigen sollen.

Auch aus Sicht der Beschlusskammer ist der Markteintritt neuer Anbieter erwünscht, denn perspektivisch werden immer mehr Bestandsanlagen, welche die Schwarzstartfähigkeit bisher erbringen, aus dem Markt ausscheiden – etwa weil entsprechende Anlagengenehmigungen auslaufen, die Anlagen unter Rentabilitätsdruck geraten o.ä. Durch den Eintritt neuer Anbieter können diese Anlagen substituiert und so weiterhin die Schwarzstartfähigkeit in den deutschen Regelzonen sichergestellt werden. Gleichzeitig wird das Entstehen von Wettbewerb gefördert und so die Marktmacht bestehender Anbieter begrenzt sowie die Kosten gesenkt. Entgegen der Ansicht einiger Marktteilnehmer können sich allerdings auch längere Zeitspannen positiv auf die Marktentwicklung und einen aktiven Wettbewerb auswirken:<sup>9</sup> Zwar ist zu berücksichtigen, dass Anbieter durch kürzere Laufzeiten in kürzeren Intervallen die Chance auf Erteilung eines Zuschlags erhalten. Auch können sie so kurzfristiger auf Marktänderungen reagieren. Andererseits können längere Zeiträume gerade für neue Anbieter vorteilhaft sein, um Investitionen zu amortisieren. Des Weiteren können neue Anbieter bei längeren Zeiträumen ihre Investitionen zu einem erheblichen Teil bereits in der ersten Zuschlagsperiode decken, was ihr Investitionsrisiko verringert. Auch durch längere Zeiträume können mithin ein Anreiz zum Markteintritt für neue Wettbewerber gesetzt und Planungs- und Investitionssicherheit gefördert werden.

Es allerdings zu beachten, dass die marktgestützte Beschaffung zwar einerseits den Wettbewerb um die Schwarzstartfähigkeit fördern und zu ökonomisch effizienten Ergebnissen führen soll, andererseits aber die Schwarzstartfähigkeit im Falle eines Blackouts essentielle Voraussetzung für den Netzwiederaufbau ist. Daher müssen auch diejenigen Aspekte in die Bestimmung der Dauer des Erbringungszeitraums einfließen, die für die Systemsicherheit entscheidend sind. Hierzu gehört u.a. die Gewährleistung der Prozessstabilität auch bei wechselndem Anlagenbestand: Mit jedem Beschaffungsverfahren wird eine Anpassung des Netzwiederaufbauplans ausgelöst (s.o.). Ein längerer Erbringungszeitraum führt daher zu besser eingespielten Schwarzstartprozessen auf Seiten aller Beteiligten. Dies wiederum verspricht einen Sicherheitsvorteil im Falle eines tatsächlichen Netzwiederaufbaus. Zudem können längere Erbringungszeiträume auch aus finanzieller Sicht

---

<sup>9</sup> Vgl. hierzu und zum Folgenden. Gutachten, S 38 f.

sinnvoller sein, da sie zum einen die Transaktionskosten senken können und zum anderen den durch jede Anpassung des Netzwiederaufbauplans entstehenden Aufwand eingrenzen. Um diese Aspekte untereinander abwägen zu können, wird dem beschaffenden ÜNB eine deutliche Flexibilität bei der Dauer des Erbringungszeitraums eingeräumt.

Des Weiteren wird von einem Konsultationsteilnehmer vorgeschlagen, eine Verlängerung des Erbringungszeitraumes in gegenseitigem Einvernehmen zuzulassen und nur den Preis anzupassen. Dies ermögliche dem Leistungserbringer, die vorhandenen Komponenten/Techniken weiter zu verwenden. Ein solches Vorgehen wäre allerdings mit den Grundsätzen der Diskriminierungsfreiheit und der Transparenz nicht vereinbar, da sich ÜNB und Anbieter „im stillen Kämmerlein“ und ohne ein für alle Interessenten zugängliches Beschaffungsverfahren auf eine Weiterführung des Vertrages über die Schwarzstartfähigkeit einigen könnten.

Uniper schlägt vor, dass Beschaffungszeitpunkte und Laufzeiten mit anderen Märkten wie beispielsweise Reservemärkten oder besonderen netztechnischen Betriebsmittel sowie ggf. künftigen Kapazitätsmärkten abgeglichen werden, damit die Märkte kombinierbar seien und eine zeitliche Synchronisation erfolge. Dies ermögliche eine effizientere Beschaffung und senke die Kosten für die Netznutzer. Hierzu ist zu sagen, dass eine Synchronisation in Betracht kommt, wenn verschiedene Märkte ohnehin zeitlich eng beieinanderliegen (z.B. innerhalb desselben Jahres). Die Spannbreiten von Vorlauf- und Erbringungszeitraum geben hierzu eine Flexibilität, die der beschaffende ÜNB nutzen kann. Da die Beschaffungsverfahren, Vorlaufzeiten und Erbringungszeiträume der verschiedenen Märkte sich allerdings wesentlich voneinander unterscheiden, wird eine zwingende Synchronisation nicht vorgegeben.

## **b) Abschnitt B – Definitionen**

Der Abschnitt bestimmt die für das Beschaffungskonzept geltenden Begrifflichkeiten.

**Abschnitt B.I.** definiert die Beschaffungsregion als die Region, auf die sich ein konkretes Beschaffungsverfahren bezieht. Soweit in der Konsultation verlangt wurde, dass die Beschaffungsregionen rechtzeitig vor einem Beschaffungsverfahren veröffentlicht werden, wird dem durch den in Abschnitt A.IV. Satz 5 vorgesehenen Online-Beschaffungskalender so weit wie möglich Rechnung getragen.

**Abschnitt B.II.** definiert den Begriff des Beschaffungsverfahrens. Ein Beschaffungsverfahren beginnt mit der Bekanntmachung durch den beschaffenden ÜNB und endet mit der Zuschlagserteilung bzw. ggf. mit der Aufhebung gemäß Abschnitt H.IV.

**Abschnitt B.III.** definiert den Erbringungszeitraum. Während dieses Zeitraums hat der Anbieter die Schwarzstartfähigkeit der bezuschlagten Anlage vorzuhalten.

**Abschnitt B.IV.** definiert den Begriff des Hochfahrnetzes. Die Ausgestaltung der in einer Beschaffungsregion gebildeten Hochfahrnetze orientiert sich unter anderem am Zuständigkeitsbereich der Netzfürher in den Netzleitstellen, da für den Netzwiederaufbau detaillierte Kenntnisse des jeweiligen Netzgebietes erforderlich sind.

**Abschnitt B.V.** übernimmt die in der Gesetzesbegründung zu § 12h EnWG<sup>10</sup> genannte Definition der Schwarzstartfähigkeit. In der Marktkonsultation wurde gefordert, dass sowohl der Gedanke des Anfahrens des Netzes als auch der des Inselbetriebs ausdrücklich umfasst sein und auf die entsprechenden Definitionen in der VO (EU) 2016/631 (**RfG-VO**) zurückgegriffen werden solle. Gemäß Art. 2 Nr. 45 RfG-VO bezeichnet „Schwarzstartfähigkeit“ die Fähigkeit einer Stromerzeugungsanlage, mithilfe einer eigenen Hilfsstromquelle und ohne Zufuhr elektrischer Energie von außen aus vollständig abgeschaltetem Zustand wieder hochzufahren. Nach Art. 2 Nr. 43 RfG-VO ist Inselbetrieb der „unabhängige Betrieb eines ganzen Netzes oder eines Teils eines Netzes, das nach der Trennung vom Verbundnetz isoliert ist, wobei mindestens eine Stromerzeugungsanlage oder ein HGÜ-System Strom an dieses Netz liefert und seine Frequenz und Spannung regelt.“ Die Gesetzesbegründung zu § 12h EnWG hat die Systemdienstleistung Schwarzstartfähigkeit im Vergleich zur RfG-VO weitergehend definiert und auch für andere Systemdienstleistungen Begriffe verwendet, „die in Deutschland für die Systemdienstleistungen üblich sind“<sup>11</sup>. Die Gesetzesbegründung stellt klar, dass inhaltlich damit nicht von der EU-Richtlinie abgewichen werden soll.<sup>12</sup> Gleiches gilt für die gegenständliche Festlegung. Die Definition in Abschnitt B.V. bezieht damit den im EU-Recht gesondert definierten Inselbetrieb jedenfalls insoweit ein, wie gefordert wird, dass die Schwarzstartanlage „einen vorgegebenen Netzabschnitt aus einem vollständig abgeschalteten Zustand innerhalb eines festgelegten Zeitraums wieder unter Spannung setzen und Spannung und Frequenz in gewissen Grenzen stabil“ halten können muss. Dementsprechend ist auch den von den

---

<sup>10</sup> BT-Drs. 19/21979, S. 14f.

<sup>11</sup> BT-Drs. 19/21979, S. 14.

<sup>12</sup> BT-Drs. 19/21979, S. 14.

Marktteilnehmern geäußerten Forderungen Genüge getan, dass die Schwarzstartfähigkeit sowohl das Anfahren als auch den Inselbetrieb umfassen solle und zu unterscheiden sei, ob eine Stromerzeugungsanlage „nur“ ein Netz unter Spannung setzen oder auch zusätzlich ausregeln, d. h. das Netz mit zugeschalteten Lasten versorgen und ausgleichen könne. Beides ist von der festgelegten Definition erfasst. Die Möglichkeit, zwei getrennte Inselnetze im Rahmen des Netzwiederaufbaus der ÜNBs zu synchronisieren – wie von EnBW und vgb eingbracht – wird hierdurch nicht eingeschränkt.

Es besteht auch keine inhaltliche Abweichung zu den Definitionen aus den MASN. Auch danach müssen Schwarzstartanlagen „Schwarzstartfähigkeit“ und „Inselbetrieb“ erbringen. § 3 Abs. 2 MASN verweist insoweit ebenfalls auf Art. 2 Nr. 43 und 45 RfG-VO sowie auf das nationale Recht, soweit diese Begrifflichkeiten dort definiert sind.

Enertrag trägt vor, dass eine Unterstützung des Netzwiederaufbaus möglich sein solle, ohne selbst „primäre Quelle des Schwarzstarts“ zu sein. Könnten EE-Anlagen im Zusammenhang mit Speichern als Inseln betrieben werden, seien sie unmittelbar nach Vorschaltung der Spannung durch den ÜNB wieder produktionsbereit. Das Beschaffungskonzept schließe diese wichtige Möglichkeit aus, ein Netz, das wieder hochgefahren werden müsse, zu unterstützen. Dem ist zu entgegnen, dass die Fähigkeit, ein Netz unter Spannung zu setzen, ein zentrales Leistungsmerkmal der Systemdienstleistung Schwarzstartfähigkeit neben der Lastaufnahme und -ausregelung ist. Daher ist die Fähigkeit, ein Netz unter Spannung zu setzen, genauso zu beschaffen wie die daran anschließende Lastaufnahme und -ausregelung. Dem ist auch zu entgegnen, dass die Inselbetriebsfähigkeit im Beschaffungskonzept berücksichtigt ist, aber nicht als eigene nfSDL, sondern als Bestandteil der Schwarzstartfähigkeit. Soweit die Stellungnahme der Enertrag so zu verstehen sein sollte, dass die nfSDL "Inselbetriebsfähigkeit" als nfSDL marktlich beschafft werden müsse, ist dies Gegenstand der bestandskräftigen Ausnahmeentscheidung BK6-20-297. Eine Überprüfung der Ausnahmeentscheidung erfolgt gemäß § 12h Abs. 4 S. 3 EnWG alle drei Jahre.

Nach Ansicht eines weiteren Marktteilnehmers soll unter den Begriff der Schwarzstartanlage auch ein System bzw. Verbund von Schwarzstartanlagen fallen können. Gemäß Abschnitt C.I.1.c lässt das Beschaffungskonzept eine Aggregation von Schwarzstartanlagen zu.

**Abschnitt B.VI.** definiert die Vorlaufzeit. Siehe hierzu bereits die Beschlussbegründung zu Abschnitt A.V.

WIND-projekt fordert eine zusätzliche Definition des „Erneuerbare-Energien-Schwarzstartkraftwerk“ im Beschaffungskonzept. Damit seien Stromerzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien gemeint, welche sich im Schwarzfall netzdienlich in einen bestehenden Netzwiederaufbauplan einbinden ließen. WIND-projekt meint, das Beschaffungskonzept berücksichtige die Integration von Erneuerbare-Energien-Flächenkraftwerken in bestehende Netzwiederaufbaupläne nicht ausreichend, welche aber, insbesondere in Verbindung mit innovativen Speichertechnologien, erfolgreich umgesetzt werden könne. Bisherige Konzepte zur Störungsbewältigung mittels konventioneller Kraftwerkstechnik seien langfristig durch die Integration Erneuerbarer Energien weiterzuentwickeln, da entfallende fossile Schwarzstartanlagen so ersetzt werden könnten. Große Off- und Onshore-Windparks mit Netzanschluss auf Hoch- und Höchstspannungsebene gewinnen dabei zunehmend an Relevanz. Dem ist zu entgegen, dass EE-Anlagen grundsätzlich an der marktlichen Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit teilnehmen können, sofern sie die Teilnahmevoraussetzungen erfüllen. Nach Kenntnis der Beschlusskammer gibt es derzeit jedoch noch keine marktreifen Konzepte, mit denen dargebotsabhängige EE-Anlagen eine gesicherte Verfügbarkeit im für die Schwarzstartfähigkeit notwendigen Umfang und in der notwendigen Dauer und Verfügbarkeit aufweisen. Der Forderung nach einer verbesserten Einbindung von Erneuerbare-Energien-Flächenkraftwerken in bestehende Netzwiederaufbaupläne geht über den Regelungsgegenstandes dieses Verfahrens hinaus, welches allein die marktliche Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit als Startpunkt des Netzwiederaufbaus zum Inhalt hat.

### **c) Abschnitt C – Teilnahmevoraussetzungen**

Abschnitt C nennt die Teilnahmevoraussetzungen, die ein Angebot einhalten muss, um zur Auswahlentscheidung zugelassen werden zu können. Hinsichtlich der Erfüllung der Teilnahmevoraussetzungen gibt es zwei mögliche Alternativen: Das Angebot erfüllt die Teilnahmevoraussetzungen und ist zulässig oder es erfüllt sie nicht und ist unzulässig. Nur zulässige Angebote können gemäß Abschnitt D.I. in der Auswahlentscheidung berücksichtigt werden, wobei sie vom beschaffenden ÜNB anhand der in den Abschnitten F, G und H genannten Gewichtungskriterien bewertet und dem Vergleich mit anderen zulässigen Angeboten unterzogen werden.

Aus **Abschnitt C.I.** ergibt sich, dass die Teilnahmevoraussetzungen auf den MASN aufbauen. Auf die Beschlussbegründung zum Az. BK6-18-249 wird verwiesen. Es ist zu unterscheiden: Zum einen sind Inhalte der MASN, soweit sie keiner Spezifizierung bedürfen, im Rahmen der marktgestützten Beschaffung als verbindliche Teilnahmevoraussetzungen anzusehen. Zum anderen werden auch Inhalte der MASN (als zwingende Teilnahmevoraussetzung oder als obligatorisch zu erfüllendes Bewertungskriterium) konkretisiert, soweit dies für die Klarheit und Transparenz der Beschaffungsverfahren erforderlich ist. Abschnitt C.I. nennt zudem Teilnahmevoraussetzungen, die nicht in den MASN enthalten sind („Netzanschlussebene“ (Nr. 1a), „Ausschluss ungeeigneter Netzknoten“ (Nr. 1b), „Gemeinsame Leitstelle“ (Nr. 1c) „Wirkleistung der Schwarzstartanlage (P)“ (Nr. 2a) und „Netzwirtschaftliche Anforderungen“ (Nr. 4 a-c)).

EnBW und vgb be meinen, ÜNB-spezifische Anforderungen müssten im Rahmen der Bekanntmachung im Mustervertrag rechtzeitig bzw. mit einer Vorlaufzeit genannt werden. Die Vorgaben aus Abschnitt C.I.1. bis C.I.3. (Netzanschluss, technische Anforderungen und Leistungsbereitstellung) hätten bereits in den MASN festgelegt werden müssen. Hierzu sei gesagt, dass die Teilnahmevoraussetzungen für die potentiellen Bieter bei Einleitung des Beschaffungsverfahrens transparent feststehen. Dies ist durch die Bekanntmachungsvorschriften in Abschnitt J sichergestellt. Der Regelungsort der Vorgaben (MASN oder Festlegung des Beschaffungskonzepts) obliegt der gestalterischen Hoheit der Bundesnetzagentur. Auch sind – wie ebenfalls gefordert – Anpassungen bei technischen Weiterentwicklungen möglich, etwa durch Änderung oder Widerruf der gegenständlichen Festlegung.

## 1. Netzanschluss<sup>13</sup>

Nach **Abschnitt C.I.1.a** muss der Netzanschluss der Einspeisung der Schwarzstartanlage in der Hoch- oder Höchstspannung (**HS/HöS**) liegen. Zulässig ist auch ein Direktanschluss an der unterspannungsseitigen Umspannwerksammelschiene HS/MS, wobei der beschaffende ÜNB eine dort angeschlossene Anlage im begründeten Einzelfall von einer Teilnahme ausschließen darf.

Dass der Netzanschluss grundsätzlich in HS/HöS liegen muss, begründet sich damit, dass die Beschlusskammer derzeit eine Einbeziehung von Anlagen, die unterhalb der

---

<sup>13</sup> Hinweis: Bei Abschnitt C.I. wird die Nummerierung der Beschlussbegründung unterbrochen, damit die Nummerierungen in der Beschlussbegründung denen des Beschaffungskonzeptes entsprechen.

Hochspannungsebene angeschlossen sind, für i.d.R. technisch nicht umsetzbar ansieht. Bei einem Anschluss in den höheren Spannungsebenen kann die benötigte Energie ohne große Umwege und insbesondere ohne zusätzliche Schalthandlungen in den unterlagerten Netzebenen direkt in das Übertragungsnetz eingespeist werden. In den unteren Spannungsebenen fehlen in der Regel die dafür erforderlichen Kommunikations- und Steuerungsmöglichkeiten, welche zudem schwarzfallfest ausgestaltet werden müssten. Auch wird vermieden, dass die Kommunikation über weitere zwischengeschaltete Netzbetreiber erfolgen muss, was den Netzwiederaufbau zusätzlich verkomplizieren und fehleranfälliger machen würde. In der Regel ist auch die Netzinfrastruktur in den unteren Spannungsebenen nicht ausreichend, um im Ernstfall auf dort angeschlossene Schwarzstartanlagen zuzugreifen. Beispielsweise sind oft die vorhandenen Netzelemente bei einem Blackout nicht mehr steuerbar. Die grundsätzliche Begrenzung auf Anlagen in HS und HöS ist zudem erforderlich, da es aufgrund der vergleichsweise geringen Kraftwerksleistungen fraglich ist, ob eine in einer niedrigen Spannungsebene angeschlossene Anlage in der Lage wäre, eine ausreichende Spannungsvorgabe für die vorlagerten Netzebenen bereit zu stellen. Zudem dürfte die geringe Anlagenleistung nicht ausreichen, um die hohen Lastsprünge beherrschen zu können. Auch ist in der MS-Ebene im Schwarzfall oftmals nur eine manuelle Netzsteuerung möglich, was einen koordinierten Netzwiederaufbau deutlich erschweren würde. Die Folge wäre daher nicht nur eine Erhöhung der bei den ÜNB entstehenden Bearbeitungs- und Bewertungsaufwände bei der Durchführung der Beschaffungsverfahren, ohne die Liquidität und Auswahlmöglichkeiten sowie die Sicherheit des Netzwiederaufbaus spürbar zu steigern. Eine mögliche Folge wäre insbesondere auch ein komplizierterer und aufwändigerer Netzwiederaufbau – und dies in einer bereits höchst sensiblen und angespannten Situation. Aus diesen Gründen konnte auch dem Einwurf einiger Konsultationsteilnehmer, das Beschaffungskonzept um die Anschlusssebene Mittelspannung zu ergänzen, da klassische Großkraftwerke in einer von der Energiewende geprägten Erzeugungslandschaft nicht mehr der Regelfall seien bzw. der Ausschluss schwarzstartfähiger Anlagen in der Mittelspannung den Wettbewerb begrenze, nicht nachgekommen werden.

Die Zulässigkeit (auch) eines Direktanschlusses an der unterspannungsseitigen Umspannwerksammelschiene HS/MS greift eine Anmerkung des BDEW aus der ersten Marktkonsultation auf, wonach Mittelleistungskraftwerke dort, wo es technisch möglich ist in die konzeptionellen und wirtschaftlichen Betrachtungen zu den Systemdienstleistungen

mit eingebunden werden sollten und der Netzanschluss zusätzlich auch in der Mittelspannung mit Direktanschluss an der Umspannwerksammelschiene liegen können sollte. Im Zuge der Energiewende verlagere sich gesicherte Leistung auch auf die unteren Netzebenen. Ein Teilnehmer der zweiten Marktkonsultation forderte, diese Ergänzung wieder zu streichen, da es wegen des zwischen den Netzebenen liegenden Transformators unwahrscheinlich sei, dass die schwarzstartfähige Einheit in Betrieb genommen werden könne. Zudem sei der Betreiber der betreffenden Netzebene häufig weder der ÜNB noch der HS-Netzbetreiber, wodurch der Koordinations- und Kommunikationsprozess nicht effektiv sei.

Die Beschlusskammer hat sich entschieden, die Erweiterung auf die Möglichkeit eines Direktanschlusses an der unterspannungsseitigen Umspannwerksammelschiene HS/MS beizubehalten. So können (weitere) Leistungsklassen erfasst werden, die für die Schwarzstartfähigkeit nutzbar sind. Selbst wenn sich dies nur auf einzelne Anlagen beschränkt, sieht die Beschlusskammer die Möglichkeit, zumindest stellenweise mehr Marktteilnehmer und damit Wettbewerb anzureizen. Dennoch darf der beschaffende ÜNB in begründeten Einzelfällen – selbst beim Vorliegen der geforderten technischen Eigenschaften – eine an der Umspannebene HS/MS angeschlossene Anlage ausschließen. Dies wäre beispielsweise der Fall, wenn durch das Einbeziehen der Umspannebene HS/MS ein zu hoher operativer Aufwand auf Grund der Einbeziehung zusätzlicher Akteure für den ÜNB entstehen würde. Dies kann auch dann auftreten, wenn HS und Umspannebene HS/MS vom selben Netzbetreiber geführt werden, da dennoch unterschiedliche Netzleitstellen bzw. Arbeitsplätze für die Netzführung der unterschiedlichen Spannungsebenen zuständig sind.

SMA Solar möchte, dass auch eine oder mehrere Anlagen zugelassen werden, die so koordiniert werden können, dass sie das Hochspannungsnetz hochfahren können, ohne selbst an der Hochspannungsebene angeschlossen zu sein. Zukünftige Verteilnetze oder Industrienetze könnten Speicher mit spannungseinprägenden Umrichtern enthalten, die in der Lage seien, diese Netze im Inselbetrieb zu betreiben – insbesondere, wenn dort Netzersatzanlagen und/oder leistungsstarke EE-Erzeuger angeschlossen seien. Ein solches Netz könne zum Schwarzstart der übergeordneten Netzebene genutzt werden bzw. diesen unterstützen, indem es z.B. die Stoßfestigkeit erhöhe. Beim Schwarzstart müssten dabei voraussichtlich mehrere Erzeuger in den unteren Spannungsebenen koordiniert werden. Dies könne mittelfristig eine volkswirtschaftlich günstige Lösung zur Erbringung

von Schwarzstartfähigkeit sein, ohne dass ein eigener Anschluss an die Hochspannungsebene erforderlich sei.

Zu dieser Anmerkung sei gesagt, dass es die Aufgabe der Schwarzstartanlage ist, ein vom ÜNB vorkonfiguriertes Netz aus mehreren Leitungen, Transformatoren und Kompensationsspulen per Spannungsfahrt unter Spannung zu setzen. Hierfür werden erweiterte technische Anforderungen an die Schwarzstartanlage gestellt (beispielsweise ein erweiterter Blindleistungsstellbereich oder Frequenzsollwertbereich). Die Spannungsfahrt muss nach heutigem Stand der Technik (auch bei einer Aggregation von Anlagen) aus einer einzelnen Anlage erfolgen, da eine überlagerte Spannungsregelung über mehrere Anlagen (auch unter einem Netzanschlusspunkt) nicht möglich ist bzw. sehr große regelungstechnische Herausforderungen stellt. Nach Abschluss der Spannungsfahrt können andere Eigenschaften, wie z.B. die Wirkleistungsbereitstellung und Wirkleistungsregelung, auch aus mehreren aggregierten Anlagen erbracht werden. Die von SMA beschriebene Unterstützung der im Netzwiederaufbau befindlichen übergeordneten Netzebene durch Bereitstellung der Erzeugungsleistung nach Zuschaltung unterlagerter Inselnetze macht den vorherigen Prozess des Hochfahrens eines „Kernnetzes“ als Nukleus des Netzwiederaufbaus durch eine Schwarzstartanlage nicht entbehrlich.

Der Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes bildet im Falle eines Blackouts das Rückgrat für den Netz- und Versorgungswiederaufbau in der gesamten Bundesrepublik. Damit dieser schnellstmöglich voranschreiten kann, muss aufgrund der vorgenannten Argumente der Netzanschluss der Schwarzstartanlage zur Einspeisung (aktuell noch) in der Höchst- oder Hochspannung liegen. Jedoch sieht auch die Beschlusskammer die Notwendigkeit der perspektivischen Weiterentwicklung der Netzwiederaufbaukonzepte. Wenn der Praxisbeweis erbracht wird, dass Anlagen in unteren Spannungsebenen sicher in den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes einbezogen werden können, besteht die Möglichkeit, die Festlegung dahingehend anzupassen.

Gemäß **Abschnitt C.I.1.b** dürfen Schwarzstartanlagen nur an geeigneten Netzknoten angeschlossen sein (S. 1). Satz 2 definiert die geeigneten Netzknoten als alle Höchstspannungsnetz-knoten der Beschaffungsregion, die über mindestens zwei Stromkreise angebunden sind. Darüber hinaus gehören gemäß S. 3 alle Netzknoten, die sich horizontal (benachbarte ÜNB) oder vertikal (unterlagerte VNB) in der ersten Masche zu den Höchstspannungsnetz-knoten der Beschaffungsregion befinden und über mindestens zwei

Stromkreise angebunden sind, zu den geeigneten Netzknoten. Netzknoten der Umspannebene HS/MS müssen dabei direkt an Netzknoten der HS-Ebene angeschlossen sein, die den zuvor beschriebenen Anforderungen entsprechen. Im begründeten Einzelfall kann gemäß S. 4 von dieser Definition abgewichen werden.

Der Standort einer Schwarzstartanlage spielt bei der Eingliederung in den Netzwiederaufbauplan eine wesentliche Rolle. Die Hochfahrnetze sowie die Schaltpfade hin zu den für den Netz- und Versorgungswiederaufbau anzufahrenden Anlagen müssen effizient konzipiert werden können. In der ersten Marktkonsultation wurde gefordert, zu definieren, was unter einem „geeigneten Netzknoten“ zu verstehen ist. Dies geschieht nunmehr durch die Sätze 2 und 3. So sollen potentielle Anbieter beurteilen können, ob ihre Anlage die Teilnahmevoraussetzung erfüllt. Soweit kritisiert wird, dass die Beschränkung auf bestimmte Netzknoten zu einer Verminderung des gewünschten Wettbewerbs führe, ist zu entgegnen, dass die Vorgabe sicherstellt, dass i.d.R. nur solche Netzknoten erfasst werden, die über mindestens zwei Stromkreise angebunden sind. Dies ist erforderlich, damit die Redundanz der Stromkreise hergestellt und somit die Leistungserbringung im Schwarzfall abgesichert ist. Die in Satz 4 enthaltene Abweichung ermöglicht den ÜNB jedoch einen gewissen Freiheitsgrad bei der Anwendung der Definition zu geeigneten Netzknoten. Hierbei ist sowohl eine Erweiterung, als auch eine Einschränkung der Definition möglich. So sollte beispielsweise eine potentielle Schwarzstartanlage, welche nur über eine kurze Kraftwerksausleitung (nur ein Stromkreis) an einen Netzknoten angeschlossen ist, jedoch ansonsten hinsichtlich der Anlagenparameter sehr gut geeignet wäre, trotzdem am Verfahren teilnehmen dürfen. Auch wird einer potentiellen Schwarzstartanlage, welche zwar nicht in der ersten Masche liegt, die elektrische Anbindung aber trotzdem vom betreffenden ÜNB als realisierbar eingeschätzt wird, hierdurch die Teilnahme ermöglicht. Der ÜNB sollte aber in seltenen Ausnahmefällen auch die Möglichkeit haben, trotz grundsätzlicher Erfüllung der Definition, bei Vorliegen erheblicher gegen die Eignung des Anschluss-Netzknotens sprechender Belange die potenzielle Schwarzstartanlage ausschließen zu können. Dies liegt daran, dass die Eignung eines Netzknotens in einem gewissen Umfang auch von der systemischen Bewertung und dem Gesamtkonzept des Netzwiederaufbaus abhängen kann.

Alterric schlägt vor, Netzknoten als geeignet anzusehen, die statt über zwei lediglich über einen Stromkreis angebunden sind, um auch auf EE-Anlagen mit Leistungen von mehr

als 20 MW zugreifen zu können. Hiervon seien viele lediglich über ein eigenes Umspannwerk im Stich angebunden. Dem ist zu entgegnen, dass das n-1-Kriterium erfordert, dass die Netze redundant aufgebaut sind. Die Anbindung über zwei Stromkreise sichert ab, dass die Schwarzstartanlage im Schwarzfall das Netz wiederaufbauen kann.

Ein Widerspruch zwischen Abschnitt C.I.1.b (geeigneter Netzknoten nur, wenn Anbindung über mindestens zwei Stromkreise), und Abschnitt F.VII. (Anbindung der Schwarzstartanlage mindestens im Einfachstich), ist entgegen des Hinweises von Alterric nicht gegeben. Abschnitt C.I.1.b adressiert den Netzknoten, Abschnitt F.VII. dagegen den Netzanschluss. Da ein „eigenes Umspannwerk“ kein Teil des Elektrizitätsversorgungsnetzes ist, stellt die Leitung vom anlagenbetreibereigenen Umspannwerk zum öffentlichen Netz den Netzanschluss dar (Einfachstich). Er erfolgt an einem geeigneten Netzknoten, wenn diese Leitung über mindestens zwei Stromkreise angebunden ist.

Damit der Netzwiederaufbau möglichst reibungslos funktioniert, sind effektive Kommunikationswege zwischen der Leitwarte des ÜNB und den jeweils eingesetzten Schwarzstartanlagen notwendig. Deswegen müssen auch aggregierte Schwarzstartanlagen **nach Abschnitt C.I.1.c** über die Anforderungen des § 11 MASN hinaus über eine gemeinsame Leitstelle verfügen.

Alterric möchte eine Aggregation von Schwarzstartanlagen auch ermöglichen, wenn sie gemeinsam über die Netzleitstelle des ÜNB/VNB angesprochen werden können und die Leistungserbringung abgerufen werden kann. Alterric argumentiert, so könnten etliche Fehlerquellen eliminiert werden, da viele Umspannwerke von EE im Schwarzfall nur stark eingeschränkt überwacht seien. Die Leitstellen der Anlagenbetreiber könnten die Umspannwerke nicht mehr erreichen oder das Erreichen der Leitstelle sei nicht mehr möglich. Daher könnten die Informationen besser über die gesicherten Leitungen des ÜNB/VNB zur eigenen Leitstelle übertragen werden. Personal oder die Leitstelle der Anlage müssten dann nicht erreichbar oder vorhanden sein. Dem ist zu entgegnen, dass die Anforderungen betreffend die Aggregation von Schwarzstartanlagen gewährleisten sollen, dass sich der ÜNB in der (zeit)kritischen Situation des Netzwiederaufbaus nicht mit mehreren Ansprechpartnern auseinandersetzen muss. Es soll sich an einen zentralen Einsatzverantwortlichen für die an einem Netzanschlusspunkt aggregierten Anlagen wenden können. Die extreme Belastungssituation des Blackouts muss für den ÜNB so handhabbar wie möglich ausgestaltet sein. Dem widerspräche es, wenn der ÜNB nunmehr auch noch

Aufgaben des Anlagenbetreibers übernehmen soll, indem er Informationen über einzelne aggregierte Schwarzstartanlagen auswertet und zusammenführt. Zudem kann gerade bei einem Schwarzfall des Netzes eine manuelle Steuerung der Anlage erforderlich werden. Dies kann aber nur durch das Anlagenpersonal und nicht durch den ÜNB erfolgen.

Von einigen Marktteilnehmern wird gefordert, dass sich auch mehrere Anlagenbetreiber zusammenschließen und ein gemeinsames Angebot abgeben können sollen. Dies ist grundsätzlich möglich, wenn (neben der Einhaltung der übrigen Teilnahmevoraussetzungen) zumindest für den Schwarzfall eine Leitstelle als Ansprechpartner benannt und eingesetzt wird, welche die komplette (aggregierte) Anlage bzw. alle kontrahierten Komponenten/Einheiten steuern kann.

Next Kraftwerke wenden ein, die in § 11 MASN formulierte Voraussetzung, wonach aggregierte Anlagen an einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt einspeisen müssen, mache die Aggregation verschiedener DZA nahezu unmöglich. Stattdessen solle im Sinne einer möglichst kosteneffizienten und marktoffenen Beschaffung auf die gemeinsame Wirkung auf einen Netzknoten abgestellt werden. Hierzu wird zunächst auf die Argumentation unter C.I.1.a verwiesen, wonach eine Spannungsfahrt bei der Aggregation von DZA über einen gemeinsamen Netzknoten nicht möglich ist. Zudem setzt die Wirkung auf einen Netzknotenpunkt voraus, dass von den aggregierten Schwarzstartanlagen bis zu diesem Netzknoten ein funktionierendes Netz vorliegt bzw. der Netzwiederaufbau schon so weit fortgeschritten ist, dass das Netz zwischen den aggregierten Schwarzstartanlagen und dem entsprechenden Netzknoten wieder unter Spannung gesetzt ist. Dies kann in der Praxis nicht gewährleistet werden und erhöht zudem die Komplexität des Netzwiederaufbaus. Daher kann dem Einwand der Next Kraftwerke nicht gefolgt werden. Unabhängig davon greift die Stellungnahme mit § 11 MASN eine bestandskräftige Regelung an, die im gegenständlichen Verfahren nicht zur Disposition steht.

## 2. Technische Anforderungen

Nach **Abschnitt C.I.2.a** muss die Schwarzstartanlage über eine mindestens erforderliche Wirkleistung ( $P_{\text{erf}}$ ) verfügen, die vom beschaffenden ÜNB zu bestimmen ist. Die ursprünglich gewählte Bezeichnung „ $P_{\text{min}}$ “ war missverständlich, da dies vielfach die minimal abzugebende Leistung einer Erzeugungsanlage (auch Mindestleistung für einen stabilen Betrieb genannt) meint. Auf Hinweis des Marktes wurde die "mindestens erforderliche Leistung" im Beschaffungskonzept daher umbenannt in  $P_{\text{(erforderlich)}} = P_{\text{erf}}$ .

Die mindestens erforderliche Wirkleistung ist in den MASN nicht enthalten. Die Teilnahmevoraussetzung ist gleichwohl notwendig, da Anlagen mit geringer Nennleistung für den Netzwiederaufbau nicht sinnvoll einsetzbar sind. Kleine Anlagen besitzen weder ein ausreichendes Regelvermögen noch können sie einen genügenden Beitrag zur Momentanreserve leisten. Darüber hinaus weisen sie keine ausreichende Stoßfestigkeit auf und auch ihre Potentiale zur Spannungs- und Blindleistungsregelung sind sehr begrenzt.

Durch die Vorgabe einer Mindestwirkleistung kann überdies verhindert werden, dass sich die Schwarzstartfähigkeit auf zu viele Anlagen aufteilt. Dies würde im Ernstfall die operative Handhabbarkeit des Netzwiederaufbaus deutlich erschweren.

Indem der beschaffende ÜNB  $P_{\text{erf}}$  je nach Beschaffungsregion variieren kann, kann  $P_{\text{erf}}$  bedarfsgerecht so gewählt werden, wie es regional für einen erfolgreichen Netzwiederaufbau erforderlich ist. Die Höhe der minimal erforderlichen Wirkleistung in einer Beschaffungsregion hängt vom prognostizierten Bedarf an Schwarzstartarbeit im Ernstfall sowie von der übrigen Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur in der jeweiligen Beschaffungsregion ab.

Alterric wünscht eine Ergänzung der Vorschrift dahingehend, dass  $P_{\text{erf}}$  bei EE-Anlagen auch nur bei entsprechendem Dargebot abgerufen wird, da diese Anlagen sonst nicht verwendet werden könnten. Spiegelbildliches gelte für  $t_{\text{min}}$  (Abschnitt C.I.3.b). Durch Überdimensionierung oder Hybridlösungen könne das Risiko einer Nichtverfügbarkeit stark minimiert werden. Da es für die Schwarzstartfähigkeit allerdings auf eine jeder Zeit gesicherte Leistungserbringung über eine vom beschaffenden ÜNB näher bestimmte Zeitdauer ( $T_{\text{(min)}}$ ) ankommt, können derartige Ergänzungen nicht aufgenommen werden (siehe Beschlussbegründung zu C.II).

**Abschnitt C.I.2.b** konkretisiert die Vorgabe des § 4 MASN, wonach die Schwarzstartanlage über die Fähigkeit zur Durchführung einer Spannungsfahrt gemäß Abschnitt 10.2.2.5 der VDE-AR-N 4130 sowie der VDE-AR-N 4120 verfügen muss. Auch wenn die genannten technischen Anschlussrichtlinien die Vorgaben betreffend die Spannungsfahrt bei Schwarzstartanlagen als Kann-Bestimmung formulieren, werden sie als zwingende Teilnahmevoraussetzung für Neuanlagen in das Beschaffungskonzept aufgenommen: Die Vorgaben sind für die Initiierung eines Netzes essentiell. Altanlagen wird weiterhin Bestandschutz gewährt. Sie müssen selbstverständlich ebenfalls eine Spannungsfahrt

durchführen können, hinsichtlich der in Abschnitt C.I.2.b genannten Anforderungen besteht allerdings für sie Bestandsschutz.

Nach Auffassung von Uniper soll der beschaffende ÜNB Abweichungen im Beschaffungsverfahren treffen können, denn mit unnötig hohen Anforderungen stiegen die Gebotspreise und damit die Kosten. Daher wurde die Regelung – in Einklang mit den TAR und den MASN – nicht auf Bestandsanlagen erweitert. Es steht zu befürchten, dass anderenfalls der Teilnehmerkreis unnötig eingeschränkt würde. Soweit Neuanlagen aufgrund der zur Einhaltung der strengeren Anforderungen notwendigen Investitionen zusätzliche Kosten entstehen, die Bestandsanlagen nicht investieren müssen, ist dies Bestandsschutzregelungen immanent.

**Abschnitt C.I.2.c** erlaubt dem beschaffenden ÜNB, in Konkretisierung des § 5 MASN einen im Vergleich zur VDE-AR-N 4130 bzw. VDE-AR-N 4120 erweiterten Blindleistungsbereich  $Q_{\text{übererregt, min}}$  und  $Q_{\text{untererregt, min}}$  für alle angebotenen Schwarzstartanlagen zu verlangen. Der beschaffende ÜNB hat  $Q_{\text{übererregt, min}}$  und  $Q_{\text{untererregt, min}}$  zu bestimmen. Dies wird benötigt für die Durchführung der Spannungsfahrt. Um die Spannungsgrenzen bzw. Betriebsgrenzen der Erzeugungsanlagen beim Hochfahren eines Netzes einzuhalten und damit einen erneuten Schwarzfall zu verhindern, kann es erforderlich sein, dass der ÜNB Vorgaben an einen erweiterten Blindleistungsbereich machen können muss, da es nicht möglich ist, die Ladeleistung (Blindleistung) der Betriebsmittel des Hochfahrnetzes zu null zu kompensieren. Lasten sind in diesem Moment noch nicht an das Hochfahrnetz angeschlossen. Der einzige Wirkleistungsanteil ergibt sich aus den Verlusten der Leitungen sowie der Transformatoren. Bestandsanlagen, welche zum Zeitpunkt der Angebotsabgabe noch nicht über einen erweiterten Blindleistungsbereich verfügen, müssen im Angebot technisch und zeitlich aufzeigen, welche Maßnahmen bis zum Beginn des Erbringungszeitraums getätigt werden, um einen erweiterten Blindleistungsbereich zu gewährleisten.

Mehrere Stellungnahmen plädieren dafür, Abschnitt C.I.2.c zu streichen: Die VDE-AR-N 4120 und 4130 definierten die technischen Eigenschaften für Neuanlagen. Da Altanlagen/Bestandsanlagen anderenfalls von einer Teilnahme ausgeschlossen seien, könne ein erweiterter Blindleistungsbereich daher keine zwingende Teilnahmevoraussetzung, sondern allenfalls ein Angebotsbestandteil sein. Dem ist zu entgegnen, dass im Falle eines Blackouts nur die Schwarzstartanlagen in der Lage sind, Blindleistung zu erbringen.

Es ist daher zwingend, dass sowohl Alt- als auch Neuanlagen die Blindleistungsvorgaben des ÜNB einhalten können. Dementsprechend sieht bereits § 5 Abs. 1 MASN vor, dass der ÜNB eine Erweiterung des Blindleistungsstellbereichs verlangen kann. Betreffend die Konsultationsanmerkung sei klargestellt, dass eine angebotene Schwarzstartanlage den erweiterten Blindleistungsstellbereich nicht schon bei Angebotsabgabe einstellen können muss, sondern erst mit Beginn des Erbringungszeitraums. Dies ist im Angebot zuzusichern.

Nach **Abschnitt C.I.2.d** kann der beschaffende ÜNB verlangen, dass die angebotene Schwarzstartanlage über die in § 8 Abs. 3 MASN genannten zusätzlichen Regelmodi zu verfügen hat. Hierbei handelt es sich um die isochrone Frequenzregelung (§ 8 Abs. 3 lit. a MASN) und/oder eine Sollwertvorgabe für Leistung und/oder Frequenz durch den ÜNB über eine schwarzfallfeste Kommunikationseinbindung und geeignete Anschaltung an die zentrale Regelung der Schwarzstartanlage als Bestandteil einer Leistungs-Frequenzregelung des ÜNB (§ 8 Abs. 3 lit. b MASN). Um Frequenzeinbrüche des Inselnetzes beim Zuschalten von Lasten im gewünschten Frequenzbereich abzufangen, wird in der Regel vor Lastzuschaltungen eine über 50,0 Hz hinaus erhöhte Frequenz eingestellt. Die Regelung der Schwarzstartanlagen muss daher im gesamten Betriebsbereich funktionsfähig sein.

### 3. Leistungsbereitstellung

Damit der ÜNB die Schwarzstartanlage im Blackoutfall auch tatsächlich zum Netzwiederaufbau nutzen kann, hat der beschaffende ÜNB nach **Abschnitt C.I.3.a** das Recht, von den Anlagenbetreibern die Bevorratung einer Mindestmenge an Primärenergie ( $W_{\min}$ ) zu verlangen. Hierdurch wird gewährleistet, dass eine bezuschlagte Schwarzstartanlage jederzeit die zum Schwarzstart erforderliche Primärenergie bevorratet und im Ernstfall angefahren werden kann. Diese Verpflichtung ist bereits in § 10 Abs. 2 MASN angelegt, so dass auf die Beschlussbegründung im Verfahren BK6-18-249 verwiesen wird. Da im Rahmen des Beschaffungsverfahrens alle Angebote denselben Maßstäben genügen müssen, damit die Beschaffung der Schwarzstartfähigkeit transparent und diskriminierungsfrei erfolgt, muss die zu bevorratende Mindestmenge durch den beschaffenden ÜNB vorgegeben werden und kann nicht mehr – wie es § 10 Abs. 2 MASN vorsieht – bilateral vereinbart werden.

SMA Solar bringt ein, aufgrund der begrenzten Energiemenge von Batteriekraftwerken solle sich die zu bevorratende Mindestmenge an der Energiemenge orientieren, die ein zugeordnetes Gaskraftwerk zum Start benötige. So könnten auch Batterien für den Schwarzstart genutzt werden. Abweichungen davon sollen nach Auffassung von SMA Solar zu begründen sein. Dem steht jedoch zum einen der Gesichtspunkt der Diskriminierungsfreiheit entgegen, der Sonderregelungen für einzelne Technologien verbietet. Zum anderen kann eine generelle Absenkung der Anforderungen an die Primärenergiebevorzugung für alle Schwarzstartanlagen die Systemsicherheit gefährden. Eine Reduzierung der für ein zügiges und verlässliches Wiederhochfahren notwendigen Teilnahmevoraussetzungen kommt für die Beschlusskammer daher nicht in Frage.

Eng mit dem Recht zur Vorgabe von  $W_{\min}$  verknüpft ist die Regelung in **Abschnitt C.I.3.b**, wonach die Schwarzstartanlage im Schwarzstartfall für die vom beschaffenden ÜNB vorgegebene Mindestdauer ( $T_{\min}$ ) abgerufen werden können muss. Diese Verpflichtung ist im Grundsatz bereits in § 7 Abs. 1 MASN geregelt. Danach muss der Anlagenbetreiber nach Herstellung der Einsatzbereitschaft während der gesamten zu vereinbarenden Zeitdauer in der Lage sein, die in den technischen Anschlussrichtlinien gemäß § 4 MASN, im Netzwiederaufbauplan des ÜNB und im Vertrag definierten Betriebsvorgänge durchzuführen. Voraussetzung für einen sinnvollen Einsatz der bezuschlagten Schwarzstartanlagen beim Netzwiederaufbau ist, dass sie über eine vorgegebene Dauer sicher und permanent abgerufen werden können.  $T_{\min}$  gilt für alle bezuschlagten Schwarzstartanlagen einer Beschaffungsregion: Im Ernstfall müssen sämtliche bezuschlagten Schwarzstartanlagen während der gesamten Mindestdauer abrufbar sein, um das Netz erfolgreich wieder aufzubauen.  $T_{\min}$  ist folglich abhängig von der prognostizierten Dauer des Netzwiederaufbaus in der konkreten Beschaffungsregion. Auch um die Diskriminierungsfreiheit der Auswahlentscheidung und die Transparenz für potentielle Anbieter zu gewährleisten, sieht das Beschaffungskonzept vor, dass  $T_{\min}$  einheitlich durch den beschaffenden ÜNB als Teilnahmevoraussetzung vorgegeben und nicht mehr – wie es die MASN vorsehen – bilateral vereinbart wird.

Soweit SMA Solar fordert, die Vorgabe zu  $T_{\min}$  müsse sich daran orientieren, wie lange ein zugeordnetes Gaskraftwerk für den Start benötige und Abweichungen müssten begründet werden, wird dies unter Heranziehung der in Beschlussbegründung zu Abschnitt C.I.3.a genannten Gründe abgelehnt.

ENGIE und Onyx möchten, dass eine feste Mindestdauer von 15 Minuten vorgegeben wird. Dies wird von ENGIE damit begründet, dass aufgrund der begrenzten Erbringungsdauer von Pumpspeicherkraftwerken deren Vermarktungsmöglichkeiten umso stärker eingeschränkt seien, je länger die Erbringungsdauer sei. Ab einer Mindestdauer von mehr als einer Stunde würden sich die Opportunitätskosten sehr stark erhöhen. Die Beschlusskammer hält eine generelle und für alle Beschaffungsregionen geltende Festlegung einer Mindestdauer für ungeeignet, den zeitlichen Erfordernissen an die Erbringungsdauer in der jeweiligen Beschaffungsregion Rechnung zu tragen. So hängt die erforderliche Mindestdauer beispielweise immer auch von der Netztopologie in der konkreten Beschaffungsregion ab. Daher hat die Beschlusskammer die Mindestdauer in das Ermessen der ÜNB gestellt und lediglich vorgegeben, dass sie zu Beginn eines jeden Beschaffungsverfahrens bekanntgemacht und diskriminierungsfrei angewendet werden muss.

Einige Stellungnahmen fordern, dass bei der Festlegung von  $T_{\min}$  die Mindestmengen an Primärenergie ( $W_{\min}$ ) und die Mindestleistungen der Schwarzstartanlagen sowie der beim jeweiligen Lastgang erzielbare Wirkungsgrad berücksichtigt werden sollen.  $T_{\min}$  und  $W_{\min}$  bedingen einander. Das Verhältnis zwischen Energiemengenvorhaltung und der Leistung der schwarzstartfähigen Anlage bestimme die Dauer des Abrufs. Würden  $T_{\min}$  und  $W_{\min}$  vorgegeben, müsse auch eine Aussage zu  $P_{\text{eff}}$  erfolgen. Alternativ müsse das Kriterium  $T_{\min}$  entfallen. Dies sei insbesondere – aber nicht nur – für Pumpspeicherkraftwerke wichtig, da der Wirkungsgrad der Umwandlung sehr stark vom Lastpunkt der Turbine abhängt.

Die Beschlusskammer versteht, dass die genannten Parameter sich gegenseitig bedingen. So steht bspw. bei einem Pumpspeicherkraftwerk bei einer längeren Mindesterbringungsdauer weniger Wirkleistung zur Verfügung, da nur ein begrenzter Wasservorrat im Oberbecken vorhanden ist, der über die ganze  $T_{\min}$  zum Antrieb der Turbinen genutzt werden muss. Richtig ist auch, dass für den Anbieter eine Transparenz dahingehend, welcher der drei Parameter für den Zuschlag ausschlaggebend ist, hilfreich ist. Eine Berücksichtigung der Mindestmenge und der Mindestleistung bei der Bestimmung der Mindestdauer konnte dennoch nicht in das Beschaffungskonzept aufgenommen werden, da die Fahrweise der Anlage im Schwarzfall von der konkreten Situation im Netz, anderen einzubindenden Anlagen sowie weiteren Faktoren abhängt. So kann es zur Durchführung der Spannungsfahrt erforderlich werden, eine Schwarzstartanlage für längere Zeit in Arbeitspunkten mit nur geringer Leistung (unter der im Normalbetrieb vorgesehenen Mindestleistung) zu betreiben. Auf die Spannungsfahrt folgt die Phase des Anfahrens von

Erzeugungsleistung, wofür ebenfalls noch verhältnismäßig kleine Leistungen benötigt werden. Die Mindestdauer ( $T_{\min}$ ) ergibt sich daher aus einer Abschätzung der Zeitspanne der Durchführung der Spannungsfahrt zzgl. der prognostizierten Zeit für das einmalige oder ggf. mehrmalige Anfahren von der Schwarzstartanlage sowie weiterer Erzeugungsanlagen mit ausreichender Einspeiseleistung zur Ablösung der Schwarzstartanlagen. Diese Abschätzung erfolgt durch den beschaffenden ÜNB. Die Mindestmenge an Primärenergie ( $W_{\min}$ ) bestimmt sich daher im Wesentlichen aus der benötigten Energiemenge für den einmaligen oder mehrmaligen Anfahrprozess zzgl. der Netzverluste über die erforderliche Zeit. Die von der Schwarzstartanlage zu erbringende Leistung kann daher zeitweise nahe 0 MW liegen und ergibt sich letztlich auch aus der Gesamtkonstellation aus Schwarzstartanlage(n), Hochfahrnetz und sonstigen Rahmenbedingungen. Da die Ernstfall-Situation für den beschaffenden ÜNB zum Zeitpunkt der Kontrahierung der Anlage nicht detailliert voraussehbar ist, kann eine Berücksichtigung der Wechselwirkungen von  $T_{\min}$ ,  $P_{\text{erf}}$  und  $W_{\min}$  bei der Bevorratung der Mindestmenge nicht erfolgen.

**Abschnitt C.I.3.c** greift § 13 Abs. 1 MASN auf, wonach Schwarzstartanlagen eine sehr hohe Verfügbarkeit aufweisen müssen, um verlässlich zur Störungsbeseitigung zur Verfügung zu stehen. Nunmehr hat der beschaffende ÜNB in der Bekanntmachung konkrete Verfügbarkeitsanforderungen vorzugeben, die vom Betreiber der Schwarzstartanlage einzuhalten sind. Dies stellt sicher, dass alle Angebote eine gleiche Mindestverfügbarkeit aufweisen und diese für alle potentiellen Bieter transparent aus der Bekanntmachung ersichtlich ist.

#### 4. Netzwirtschaftliche Anforderungen

Um eine Vergleichbarkeit der Angebote herzustellen, müssen die Angebote nach **Abschnitt C.I.4.a** ohne Einschränkungen auswahlfähig sein. Dies bedeutet, dass insbesondere Bedingungen unzulässig sind. Der ÜNB muss sich darauf verlassen können, dass eine angebotene Schwarzstartanlage im Ernstfall einsatzfähig ist.

Nach **Abschnitt C.I.4.b** kann der ÜNB ein von den Anbietern vorzuweisendes Mindestrating vorsehen und/oder eine Sicherheitsleistung zur Absicherung von Vertragsstrafen verlangen. Die Erfüllung der vertraglichen Pflichten dient in der vorliegenden Konstellation nicht alleine dem Interesse des ÜNB als Vertragspartner, sondern dem Allgemeininteresse an der Bereitstellung der Schwarzstartfähigkeit und damit letztlich der zügigen Wiederherstellung der Stromversorgung im Ernstfall. Aus diesem Grund wurde dem ÜNB

das Recht eingeräumt, von allen Teilnehmern des Beschaffungsverfahrens einen Nachweis ihrer Bonität zu verlangen.

Die Bewertung durch eine Ratingagentur ist im Geschäftsverkehr üblich und gebräuchlich. Kreditinstitute verlangen diese in der Regel, bevor sie Kredite zur Anlagenfinanzierung o.ä. vergeben. Es ist daher davon auszugehen, dass potentielle Anbieter entweder bereits über ein Rating verfügen oder spätestens bei einer Kreditaufnahme die Kosten für die Bewertung durch eine Ratingagentur tragen müssten. Eine Bewertung durch eine Ratingagentur dürfte daher nur in Ausnahmefällen exklusiv für die Angebotsabgabe in einem Beschaffungsverfahren gemäß § 12h EnWG benötigt werden. Selbst wenn durch dieses Erfordernis zusätzliche Kosten auf einen Bieter zukämen, wäre das Nachweiserfordernis gerechtfertigt: Denn auf diese Weise wird der beschaffende ÜNB bereits vor der Zuschlagserteilung in die Lage versetzt, beurteilen zu können, ob ein Anbieter ein geplantes Projekt voraussichtlich auch realisieren kann. Dies dient der dauerhaften und kontinuierlichen Sicherstellung der Schwarzstartfähigkeit.

Die ebenfalls mögliche Hinterlegung einer Sicherheitsleistung zur Absicherung von Vertragsstrafen dient dem Zweck, die zur Sicherstellung der Einsatzbereitschaft der Schwarzstartanlagen ggf. erforderlichen Strafzahlungen auch tatsächlich eintreiben zu können. Die Sicherheitsleistung setzt damit einen verstärkten Anreiz für den Anbieter, seine vertraglichen Verpflichtungen einzuhalten. In der Regel dürften bei Dienstleistungen, welche über derart lange Zeiträume erbracht werden, die zudem Investitionen in nicht unerheblicher Höhe erfordern und mit deren Hilfe existenzielle Rechtsgüter geschützt werden sollen, auch die Sicherheitsleistungen hoch ausfallen.

Die gemäß **Abschnitt C.I.4.c** vom Anbieter vorzulegende Unbedenklichkeitsbescheinigung des Anschlussnetzbetreibers soll mögliche Konflikte der Netzbetreiber untereinander bei der Kontrahierung und dem Einsatz einer Schwarzstartanlage von vornherein ausschließen. Ein Marktteilnehmer fordert, dass die Prüfung durch den Anschlussnetzbetreiber unverzüglich erfolgen solle und eine kurzfristige Rückmeldung an den Anbieter zu erfolgen habe. Weitere Konsultationsteilnehmer wünschen die Ergänzung der Vorschrift um eine Fiktion, wonach die Unbedenklichkeitsbescheinigung nach Ablauf eines Monats als erteilt gilt. Der Anschlussnetzbetreiber solle diese nur in sehr gut begründeten Ausnahmefällen verweigern dürfen – nach Ansicht von zwei Marktteilnehmern solle dies ins-

besondere dann gelten, wenn der Anschlussnetzbetreiber ein VNB sei. Die Konsultationsteilnehmer führen an, die Gebotsabgabe dürfe nicht unangemessen verzögert oder ohne schwerwiegende Gründe verhindert werden. Next Kraftwerke verlangt, dass der Ermessensspielraum des Anschlussnetzbetreibers beschränkt werden müsse und trägt zudem vor, durch die hohe Abhängigkeit von der Bereitschaft und den personellen Ressourcen des Anschlussnetzbetreibers könne eine signifikante Markteintrittsbarriere für viele Anlagen entstehen. Daher solle eine Pflicht des Anschlussnetzbetreibers zur Prüfung aufgenommen werden.

Aus Sicht der Beschlusskammer sind diese Forderungen nachvollziehbar. Allerdings besteht die Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur nur gegenüber den Festlegungsadressaten, mithin den ÜNB. Insoweit wurden entsprechende Ergänzungen der Vorschrift aufgenommen, mit denen die Fälle zu erfasst werden, in denen die angebotene Anlage bei einem anderen ÜNB als demjenigen angeschlossen ist, der die marktgestützte Beschaffung durchführt.

Entgegen der Ansicht von Avacon handelt es sich hierbei um eine netzwirtschaftliche und keine technische Anforderung, da die Unbedenklichkeitsbescheinigung einen administrativen Akt eines Netzbetreibers darstellt.

Soweit Avacon es für unverantwortlich hält, eine Zustimmungsfiktion in das Beschaffungskonzept aufzunehmen, da die Relevanz des Themas zwingend eine aktive Zustimmung erfordere, ist zu sagen, dass sich der Prüfungsaufwand für die Erteilung der Unbedenklichkeitsbescheinigung pro Netzbetreiber auf wenige Fälle alle paar Jahre beschränken wird. Zudem liegen die Sicherstellung von Wettbewerb und Schwarzstartfähigkeit im Interesse des Allgemeinwohls, so dass hier eine vorrangige und zügige Prüfung angebracht erscheint. Nach **Abschnitt C.II** sind die in Abschnitt C genannten Teilnahmevoraussetzungen abschließend. Auf diese Weise wird eine deutschlandweit (im Rahmen der gewährten Spielräume) einheitliche Anwendung auf alle Anbieter sichergestellt. Außerdem dient die Regelung dem Interessenausgleich zwischen der Sicherstellung der Schwarzstartfähigkeit mit Hilfe von Mindestvoraussetzungen, die während des gesamten Erbringungszeitraums erfüllt sein müssen, und dem Interesse potentieller Anbieter, nur die für die Schwarzstartfähigkeit notwendigen Anforderungen als zwingende Teilnahmevoraussetzungen auszugestalten.

WIND-projekt bringt ein, ein ÜNB solle das Recht haben, als Vorstufe oder im Zuge der Nachbeschaffung zugunsten von Erneuerbare-Energien-Schwarzstartkraftwerken Abweichungen von einzelnen Teilnahmevoraussetzungen zuzulassen, um innovative Lösungen unter Einbeziehung von Erneuerbare-Energien-Flächenkraftwerken zuzulassen. Dies ermögliche eine sowohl wirtschaftlich als auch ökologisch nachhaltige Beschaffung. Eine Erprobung derartiger Lösungen werde durch die Beteiligung am marktgestützten Beschaffungsprozess angeregt. So könnten Kosten der ÜNB aufgrund von Entschädigungen nach § 13c Abs. 1 EnWG und ggf. Neuerrichtungen von Kraftwerken eigens für Schwarzstartfähigkeit vermieden werden. Besonderheiten aufgrund der anlagenspezifischen Volatilität und Wetterabhängigkeit solle daher Rechnung getragen werden.

Dem ist zu entgegnen, dass Schwarzstartfähigkeit und Netzwiederaufbau kein Spielfeld für die Erprobung neuer Technologien sind. Alle Angebote müssen ausnahmslos alle Teilnahmevoraussetzungen erfüllen, um den Netz- und Versorgungswiederaufbau im Schwarzstartfall sicherzustellen und so ggf. enorme materielle und immaterielle Schäden zu verhindern oder jedenfalls zu verringern. Von der Funktionsfähigkeit der Schwarzstartanlagen hängen im Ernstfall Leib und Leben der Bevölkerung ab. Die Beschlusskammer würde es indes sehr begrüßen, wenn die ÜNB abseits der gegenständlichen Festlegung Projekte zur Integration von EE-Anlagen anstießen. Diese Anlagen werden vor dem Hintergrund der Energiewende sowie der aktuellen politischen Situation perspektivisch Funktionen beim Netzwiederaufbau übernehmen müssen. Die Beschlusskammer regt daher an, dass die ÜNB gemeinsam mit Betreibern geeigneter Anlagen Konzepte zur Integration entwickeln und auf dieser Basis Simulationen des Schwarzstarts durchführen. Bei Erfolg könnten derartige Projekte – zunächst in kleinem Maßstab – z. B. im Rahmen der bisher üblichen Schwarzstartversuche erprobt werden.

#### **d) Abschnitt D – Auswahlentscheidung**

Abschnitt D legt die Grundsätze fest, nach denen der beschaffende ÜNB seine Auswahlentscheidung zu treffen hat. So regelt **Abschnitt D.I.**, dass nur Angebote, welche die Teilnahmevoraussetzungen erfüllen (zulässige Angebote), in die Auswahlentscheidung einzubeziehen sind. Auf diese Weise werden nur Angebote bezuschlagt, die für die Erbringung der nfSDL Schwarzstartfähigkeit geeignet sind.

Nach **Abschnitt D.II.** erfolgt die Auswahlentscheidung durch Erteilung des Zuschlags, durch den ein Vertrag zwischen beschaffendem ÜNB und bezuschlagtem Anbieter zustande kommt. Grundlage dieses Vertrags ist der vom beschaffenden ÜNB gemäß Abschnitt J.II. Nr. 10 bekanntgemachte Mustervertrag, dessen Vertragskonditionen für alle Angebote gelten. Dem Mustervertrag liegen die in der gegenständlichen Festlegung geregelten Inhalte zu Grunde, wie sie durch den beschaffenden ÜNB konkretisiert wurden. Soweit verschiedene Stellungnahmen fordern, dass der Mustervertrag spätestens sechs Monate vor dem jeweiligen Gebotstermin öffentlich gemacht werden solle, ist dem durch die Vorgabe in Abschnitt J.II. Nr. 10 i.V.m. Abschnitt J.II. Nr. 13 Rechnung getragen: Der Mustervertrag gehört zu den Inhalten der Bekanntmachung, welche nicht nur sechs, sondern zwölf Monate vor dem Datum der Angebotsabgabe zu erfolgen hat.

Soweit darüber hinaus eine Konsultation des Mustervertrags vor seiner ersten Anwendung gefordert wird, würde dies zu einem weiteren, aufwendigen Prozessschritt und damit zu Verfahrensverzögerungen führen. Es handelt sich um ein Beschaffungsverfahren, bei welchem dem beschaffenden ÜNB das Leistungsbestimmungsrecht zukommt.

In den Mustervertrag kann der beschaffende ÜNB auch zivilrechtliche Regelungen aufnehmen – etwa zu Vertragsstrafen, Sicherheitsleistungen oder zur Haftung. Soweit Konsultationsteilnehmer fordern, Regelungen zur Haftung und zu Pflichtverletzungen in die Festlegung aufzunehmen, da Haftungsrisiken einen wesentlichen Einfluss auf die Gebotspreise sowie auf die Teilnahme selbst hätten und daher abschätzbar und bewertbar sein müssten, ist zu sagen, dass sich das Beschaffungskonzept entsprechend der Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur in § 12h Abs. 5 S. 1 i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG auf die Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der nfSDL Schwarzstartfähigkeit bezieht. Hierunter fallen alle Aspekte, die in direktem Zusammenhang mit der Schwarzstartfähigkeit sowie der Auswahlentscheidung stehen. Eine aus Sicht des Anbieters günstige Haftungsregelung gehört nicht dazu. Soweit derartige zivilrechtliche Bestandteile zum Inhalt der Verträge gemacht werden sollen, sind sie durch den beschaffenden ÜNB verbindlich und diskriminierungsfrei für alle Bieter vorzugeben und nicht als Bewertungskriterium auszugestalten. Hierdurch wird ein Einfluss auf die Angebotsbewertung verhindert, da z.B. eine aus Sicht des ÜNB vorteilhafte Haftungsregelung nicht entscheidend für die Sicherstellung der Schwarzstartfähigkeit ist und damit auch nicht maßgebend bei der Auswahl-

entscheidung sein kann. Die von einigen Stellungnahmen geforderte Transparenz hinsichtlich möglicher Haftungsrisiken ist durch die Bekanntmachung des Mustervertrages bei Eröffnung des Beschaffungsverfahrens ebenfalls hergestellt.

Aus **Abschnitt D.III.** ergibt sich, dass für die Auswahlentscheidung die in allen Bewertungsgruppen erreichten Punktzahlen des jeweiligen Angebots zu addieren sind. So wird ein objektiver Vergleich der Angebote untereinander ermöglicht. Durch das Abstellen auf die höchste Gesamtpunktzahl werden die im Vergleich und unter Beachtung der entstehenden Kosten bestgeeigneten Angebote ausgewählt.

Zudem wird geregelt, dass der beschaffende ÜNB so viele Angebote bezuschlagt, wie zur Bedarfsdeckung nötig und möglich sind. Ziel dieser Vorgabe ist, einen zügigen Fortschritt der Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit zu erreichen und die Bedarfsdeckung sicherzustellen. Sollte mangels ausreichender zulässiger Angebote nicht der gesamte Bedarf bezuschlagt werden können, können jedenfalls die zulässigen Angebote bezuschlagt werden. Für die noch offene Differenz zum ausgeschriebenen Bedarf kann der ÜNB ein Nachbeschaffungsverfahren gemäß Abschnitt K durchführen. Sollte es andererseits durch die Bezuschlagung des letzten Angebots, welches zur Bedarfsdeckung erforderlich ist, zu einer Bedarfsüberdeckung kommen, kann der beschaffende ÜNB dieses Angebot zwecks Sicherung der Schwarzstartfähigkeit dennoch bezuschlagen.

**Abschnitt D.IV.** regelt, in welcher Reihenfolge die zulässigen Angebote zu bezuschlagen sind. Indem mit dem Angebot mit der höchsten Gesamtpunktzahl begonnen wird, werden in der Auswahlentscheidung gleichsam die technische und systemische Geeignetheit sowie der Preis berücksichtigt. Bei gleicher Gesamtpunktzahl mehrerer Angebote wird dasjenige Angebot angenommen, welches bei den systemischen Kriterien die höhere Punktzahl erreicht hat. Dies begründet sich damit, dass mit Hilfe der systemischen Kriterien Aspekte abgebildet werden, die nicht schon mit Hilfe der Teilnahmevoraussetzungen in die Auswahlentscheidung einfließen. So können dem beschaffenden ÜNB beispielsweise durch die Berücksichtigung der Einbindung in verschiedene Hochfahrnetze zusätzliche Handlungsoptionen im Falle eines Netzwiederaufbaus eröffnet werden. Auch können durch die Berücksichtigung der Einbindungsmöglichkeiten in den Netzwiederaufbauplan Effizienzen gehoben werden, die die Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit insgesamt vergünstigen können und nicht im Angebotspreis abgebildet sind. Haben mehrere Angebote auch bei den systemischen Kriterien die gleiche Punktzahl, wird das Angebot mit

dem günstigeren Preis bezuschlagt. Hier kommt der Aspekt der Kostengünstigkeit für den ÜNB und letztlich für den Netznutzer zum Tragen.

Die Bindefrist wird in **Abschnitt D.V.** geregelt. Danach ist die Auswahlentscheidung den Bietern unverzüglich mitzuteilen. Bis zu dieser Mitteilung ist ein Angebot bindend. Die Regelungen dienen der Rechtssicherheit und dem Schutz der Verfügungsfreiheit des Anbieters über sein Eigentum. Demselben Ziel dient auch die in Abschnitt D geregelte Informationspflicht des beschaffenden ÜNB gegenüber den Anbietern bei (auch teilweiser) Aufhebung des Beschaffungsverfahrens.

#### **e) Abschnitt E – Bewertung der Gebote**

Abschnitt E regelt die Angebotsbewertung.

Nach **Abschnitt E.I.** muss der Anbieter dem beschaffenden ÜNB spätestens zur Frist der Gebotsabgabe alle notwendigen Informationen für die Angebotsbewertung zur Verfügung stellen. Es entspricht der grundsätzlichen Risikoverteilung in wettbewerblich organisierten Zuschlagsverfahren, dass der Anbieter dafür verantwortlich ist, sämtliche Informationen vorzulegen, die zur Bewertung seines Angebots notwendig sind.

**Abschnitt E.II.** regelt, dass die Bewertung anhand der Bewertungsgruppen „Technische Kriterien auf Anlagenebene“ und „Systemische Kriterien“ und „Preis“ erfolgt. Hierdurch kann eine sachgerechte Auswahlentscheidung getroffen werden, die sowohl die Belange des Anlagenbetreibers sowie die des ÜNB und der Netznutzer berücksichtigt, vor allem aber die Schwarzstartfähigkeit sicherstellt.

ECO STOR schlägt eine ergänzende Bewertung ökologischer Kriterien im Hinblick auf Umwelt-, Ressourcen und CO<sub>2</sub>-Bilanz vor, da es insbesondere bei Programmen mit extrem seltener Aktivierung Anreize gäbe, die Ressourceneffizienz zu vernachlässigen. Insofern ist zu entgegnen, dass die Einführung derartiger Kriterien die Auswahlentscheidung weiter verkomplizieren würde. Für die Berücksichtigung der Ressourceneffizienz im Energiemarkt existieren andere Instrumente wie z.B. die CO<sub>2</sub>-Bepreisung, die sich mittelbar auch in den Kosten der angebotenen Schwarzstartanlage widerspiegeln.

Nach **Abschnitt E.III.** untergliedern sich die Bewertungsgruppen „Technische Kriterien auf Anlagenebene“ und „Systemische Kriterien“ jeweils in mehrere Bewertungskriterien, die in den Abschnitten F und G des Beschaffungskonzeptes präzisiert werden. Diese Untergliederung ermöglicht sowohl potentiellen Anbietern mehr Transparenz hinsichtlich der

Angebotsanforderungen als auch eine genauere und differenzierte Bewertung der eingegangenen Angebote durch den beschaffenden ÜNB.

**Abschnitt E.IV.** trifft Vorgaben zur möglichen Punkteverteilung innerhalb der Bewertungsgruppe „Technische Kriterien auf Anlagenebene“. So liegt die maximal erreichbare Punktzahl für jedes Bewertungskriterium zwischen einem und fünf Punkten, wobei die Summe der maximal erreichbaren Punktzahlen für diese Bewertungsgruppe insgesamt 30 Punkte betragen muss. Abhängig vom Erfüllungsgrad des jeweiligen Bewertungskriteriums kann der beschaffende ÜNB für ein Angebot eine Punktzahl vergeben, welche zwischen 0 Punkten und der für das Bewertungskriterium bestimmten Maximalpunktzahl liegt. Von der expliziten Festlegung einer maximal erreichbaren Punktzahl je Bewertungskriterium und je Fallunterscheidung wird abgesehen, damit der beschaffende ÜNB die Möglichkeit hat, die jeweiligen Anforderungen der konkreten Beschaffungsregion durch eine eigenständige Vorgabe zu berücksichtigen. Dies ermöglicht ihm, bedarfsgerecht einzelnen Bewertungskriterien eine stärkere Gewichtung beizumessen. Zudem können regionale Unterschiede in späterer Zeit eine Anpassung der Gewichtung erforderlich machen (z.B. kann das Blindleistungsvermögen unterschiedliche Bedeutung in den einzelnen Beschaffungsregionen haben). Mit Blick auf die Langfristigkeit der gegenständlichen Festlegung wird so eine Flexibilität ermöglicht, die – etwa vor dem Hintergrund der sich wandelnden Erzeugungslandschaft und des Netzausbaus – Änderungen in der Gewichtung der Kriterien erlaubt.

**Abschnitt E.V.** betrifft die Punkteverteilung in der Bewertungsgruppe „Systemische Kriterien“. Mittels der systemischen Kriterien kann bei der Auswahlentscheidung berücksichtigt werden, dass der Netzwiederaufbau ein auf die konkrete Beschaffungsregion zugeschnittenes, individuelles Konzept ist, in dem große gegenseitige Abhängigkeiten insbesondere zwischen Netz, Schwarzstartanlagen untereinander und Anlagen zum Versorgungswiederaufbau bestehen. Wie bei den „Technischen Kriterien auf Anlagenebene“ wird keine im Vorhinein etwaiger Beschaffungsverfahren festgelegte hoheitliche, konkrete Bepunktung der entsprechenden Bewertungskriterien und Fallunterscheidungen vorgenommen. Vorgegeben werden jedoch wiederum Punkteintervalle. Hierbei liegt die maximal erreichbare Punktzahl für jedes Bewertungskriterium zwischen vier und acht Punkten. Zwar ist die erreichbare Punktzahl je Bewertungskriterium bei den Systemischen Kriterien höher als bei den technischen Kriterien auf Anlagenebene. Dies ist jedoch zum einen dadurch bedingt, dass die Anzahl der Bewertungskriterien bei den systemischen Kriterien

niedriger ist und gleichzeitig beide Bewertungsgruppen zu gleichen Teilen bei der Angebotsbewertung berücksichtigt werden sollen. Zum anderen sind bei den systemischen Kriterien Aspekte abgebildet, die nicht schon mit Hilfe der Teilnahmevoraussetzungen in die Auswahlentscheidung einfließen, weswegen ihnen ein im Vergleich höheres Gewicht zugemessen werden kann, vgl. Beschlussbegründung zu Abschnitt D.IV.

Die Summe der für die einzelnen Bewertungskriterien maximal erreichbaren Punktzahlen für die Bewertungsgruppe „Systemische Kriterien“ muss insgesamt 30 Punkte betragen. Abhängig vom Erfüllungsgrad des jeweiligen Bewertungskriteriums kann der beschaffende ÜNB für ein Angebot eine Punktzahl vergeben, welche zwischen null Punkten und der für das Bewertungskriterium bestimmten Maximalpunktzahl liegt. Der beschaffende ÜNB muss sich bei der Bewertung und Gewichtung der Angebote innerhalb des durch das jeweilige Intervall vorgegebenen Rahmens bewegen. In Abschnitt G ist zudem vorgegeben, bei welchen Bewertungskriterien und Fallunterscheidungen der beschaffende ÜNB die Bepunktung der Angebote relativ zueinander bzw. absolut vorzunehmen hat. Somit bringt das festgelegte Beschaffungskonzept das Interesse der potentiellen Anbieter an einer möglichst hohen ex-ante-Transparenz einerseits und das Interesse des beschaffenden ÜNB an einer möglichst flexiblen und die individuellen, die Besonderheiten der Beschaffungsregion berücksichtigenden Bewertung andererseits in einen angemessenen Ausgleich. Die bei den Fallunterscheidungen erreichbare Höchstpunktzahl entspricht der Maximalpunktzahl für das jeweilige Bewertungskriterium.

Mehrere Konsultationsteilnehmer fordern, dass bei den technischen Kriterien auf Anlagenebene und den Systemischen Kriterien eine eindeutige Bewertung vorab bekannt sein müsse (z.B. "Wirkleistung":  $2,0 P_{\text{eff}} < P \Rightarrow 5$  Punkte oder "Netzanschlussebene": Anschluss an 380 kV Ebene  $\Rightarrow 8$  Punkte). Nur so sei für den Anbieter abzuschätzen, ob sich eine Ertüchtigungsinvestition lohne. Die Beschlusskammer möchte daher klarstellen, dass der ÜNB bei der Bekanntmachung eines konkreten Beschaffungsverfahrens die konkret erreichbare Maximalpunktzahl sowohl für jedes Bewertungskriterium als auch für jede Fallunterscheidung zu veröffentlichen hat. Die diesbezüglichen Bekanntmachungspflichten folgen aus Abschnitt J.II. Nr. 7 und J.II. Nr. 8.

Gemäß **Abschnitt E.VI.** beträgt die maximal erreichbare Punktzahl in der Bewertungsgruppe „Preis“ 40 Punkte.

Das sich aus den Abschnitten E.IV., V. und VI. ergebende Punkteverhältnis der drei Bewertungsgruppen zueinander („Technische Kriterien auf Anlagenebene“ sowie „Systemische Kriterien“: jeweils 30 Punkte, „Preis“: 40 Punkte) stellt sicher, dass – unter Berücksichtigung der dem ÜNB und letztlich dem Netznutzer entstehenden Kosten – die unter technischen und systemischen Gesichtspunkten geeignetsten Schwarzstartanlagen für den Netzwiederaufbau ausgewählt werden. Die vorgesehene Gewichtung ermöglicht, dass ein teureres Angebot mit höherer Systemdienlichkeit gegenüber einem preisgünstigeren Angebot mit geringerer Systemdienlichkeit bevorzugt wird. Mit Hilfe der Bewertungsgruppe „Technische Kriterien auf Anlagenebene“ kann ein „Punktebonus“ erreicht werden, den ein Angebot insbesondere bei Übererfüllung der Teilnahmevoraussetzungen erhält. Es ist sachgerecht, diese Bewertungsgruppe mit insgesamt 30 % in die Gesamtwertung eingehen zu lassen: Die in dieser Bewertungsgruppe enthaltenen Bewertungskriterien bieten weitere (Sicherheits-)Vorteile, wie zum Beispiel einen stabileren Wiederhochfahren des schwarzgefallenen Netzes. Zudem kann – etwa über eine höhere Mindestdauer der Leistungserbringung oder eine schnellere Herstellung der Einsatzbereitschaft – der Netzwiederaufbau ggf. schneller voranschreiten, was Schäden an wichtigen Rechtsgütern verringern oder verhindern kann.

Als hervorgehobenes Kriterium soll der Angebotspreis in die Bewertung eingehen, um die wirtschaftliche Effizienz der Beschaffung sicherzustellen und die finanzielle Belastung der Netznutzer möglichst gering zu halten. Im Vergleich zu den technischen Kriterien auf Anlagenebene ist der Preis daher höher zu gewichten, da die grundsätzliche technische Eignung einer angebotenen Schwarzstartanlage für den Netzwiederaufbau schon durch die Erfüllung der Teilnahmevoraussetzungen sichergestellt ist. Im Vergleich zur Bewertungsgruppe „Systemische Kriterien“ geht der Preis stärker in die Bewertung ein, da so die Effizienz der marktgestützten Beschaffung sichergestellt wird.

Die systemischen Kriterien mit einer Gewichtung von 30 % zu berücksichtigen und damit den anlagenbezogenen technischen Kriterien gleichzustellen, entspricht der Bedeutung der Robustheit des Netzwiederaufbaus.

Nach **Abschnitt E.VII.** sind sowohl die festgelegten Bewertungsgruppen als auch die festgelegten Bewertungskriterien und Fallunterscheidungen abschließend. Der beschaffende ÜNB kann über die festgelegten Vorgaben hinaus weder Bewertungsgruppen, noch Bewertungskriterien oder Fallunterscheidungen hinzufügen oder weglassen. WIND-projekt

schlägt vor, dass als zulässig gewertete Angebote auf Basis von Erneuerbare-Energien-Schwarzstartkraftwerken, welche einzelnen Fallunterscheidungen nicht zuzuordnen seien, der Fallunterscheidung zugeordnet werden sollten, welcher sie am ehesten entsprächen. WIND-projekt begründet die Forderung mit den bereits unter C.II. dargestellten Argumenten. Dieser Vorschlag ist unter Bezug auf die unter C.II. erläuterten Gründe abzulehnen.

Gemäß **Abschnitt E.VIII.** erstellt der beschaffende ÜNB für jedes Angebot einen Bewertungsbogen, in welchem er die in den einzelnen Bewertungsgruppen und Bewertungskriterien erreichten Punktzahlen nachvollziehbar begründet. Die Bewertungsbögen sind der Bundesnetzagentur auf Nachfrage zur Verfügung zu stellen.

Von einigen Konsultationsteilnehmern wird gefordert, die Bewertungsbögen auch dem jeweiligen Anbieter auf Nachfrage zur Verfügung zu stellen, damit er eine Auswertung vornehmen und seine Anlagen für künftige Beschaffungsverfahren ertüchtigen oder anpassen könne. Die Möglichkeit dazu gebe ihm die in den Bewertungsbögen dargestellte erreichte Punktzahl und die nachvollziehbare Begründung des ÜNB. Hierzu ist zu sagen, dass die Begründungs- und Herausgabepflichten den allgemeinen gesetzlichen Regelungen unterliegen.

#### **f) Abschnitt F – Bewertungsgruppe „Technische Kriterien auf Anlagenebene“**

Anhand der technischen Kriterien auf Anlagenebene kann bewertet werden, welchen über die Teilnahmevoraussetzungen hinausgehenden Zusatznutzen die Anlage beim Schwarzstart aufweist. Der beschaffende ÜNB hat das Recht, verschiedene Parameter verbindlich und diskriminierungsfrei vorzugeben. Dies sind die minimale Wirkleistung der Schwarzstartanlage ( $P_{\text{erf}}$ ), der erweiterte Blindleistungsstellbereich übererregt ( $Q_{\text{übererregt, min}}$ ) nahe  $P = 0$ , der erweiterte Blindleistungsstellbereich untererregt ( $Q_{\text{untererregt, min}}$ ) nahe  $P = 0$  sowie die Mindestdauer der Leistungserbringung ( $T_{\text{min}}$ ). Mit Hilfe dieser Parameter gehen die Anforderungen in der konkreten Beschaffungsregion in die Bewertung ein.

Die Bewertungsgruppe „Technische Kriterien auf Anlagenebene“ beinhaltet insgesamt neun Bewertungskriterien. Davon sind die Bewertungskriterien „Wirkleistung der Schwarzstartanlage (P)“, „Ausregelung stoßartiger Lastzuschaltungen“, „Redundanz des Netzanschlusspunktes“ sowie „Redundanzen“ noch nicht in den MASN angelegt. Die in Abschnitt F aufgeführten Bewertungskriterien untergliedern sich jeweils in zwei bis vier

Fallunterscheidungen, welche der Differenzierung der Systemdienlichkeit der verschiedenen Angebote in Bezug auf ein Bewertungskriterium dienen. Mit Hilfe der Fallunterscheidungen sollen Anlagen, die sich – über das in den Teilnahmevoraussetzungen geforderte Maß hinaus – positiv auf den Netz- und Versorgungswiederaufbau auswirken, besser bewertet werden als Anlagen, die lediglich das für das konkrete Beschaffungsverfahren geltende Mindestmaß erfüllen.

**Abschnitt F.I.** sieht die Wirkleistung der Schwarzstartanlage ( $P$ ) als Bewertungskriterium vor. Der beschaffende ÜNB hat zunächst das Recht, die minimale Wirkleistung der Schwarzstartanlage ( $P_{\text{erf}}$ ) als Teilnahmevoraussetzung für jede Schwarzstartregion separat vorzugeben. Hintergrund der Ausgestaltung von  $P_{\text{erf}}$  nicht nur als Teilnahmevoraussetzung, sondern auch als Bewertungskriterium ist, dass hierdurch leistungsfähigere Anlagen im Vergleich zu leistungsschwächeren Anlagen mit einer besseren Punktzahl bewertet werden können. Leistungsstärkere Anlagen können zum einen im Schwarzstartfall mehr Energie zu Verfügung stellen. Zum anderen sinkt bei einem Netzwiederaufbau mit wenigen großen statt vielen kleinen Anlagen der Koordinierungsbedarf und damit die Fehleranfälligkeit.

Absatz I gibt sodann die für die Wirkleistung der Schwarzstartanlage anzulegenden Fallunterscheidungen vor. Fallunterscheidung 1 umfasst dabei Anlagen, die eine Wirkleistung in Höhe von  $P_{\text{erf}}$  bis zu  $1,5 P_{\text{erf}}$  aufweisen. Fallunterscheidung 2 erfasst Anlagen, die das 1,5- bis 2,0-fache von  $P_{\text{erf}}$  erbringen können. Unter Fallunterscheidung 3 fallen Anlagen, welche eine Wirkleistung haben, die dem doppelten der minimal erforderlichen Wirkleistung entspricht. Letztgenannte Anlagen werden mit der für dieses Bewertungskriterium maximal erreichbaren Punktzahl bewertet.

Verschiedene Stellungnahmen schlagen vor, für  $P_{\text{erf}}$  im Rahmen der vorliegenden Festlegung zumindest eine Spanne öffentlich zu machen (bspw. mind. 10 MW bis max. 100 MW). Um Betreibern schwarzstartfähiger Anlagen im Vorfeld der Veröffentlichung von Musterverträgen durch die ÜNB eine Befassung mit der potenziellen Teilnahme zu ermöglichen, müssten die Mindestanforderungen bekannt sein. Dem ist zu entgegenen, dass der Wert für  $P_{\text{erf}}$  gemäß Abschnitt J.II. Nr. 2 in der Bekanntmachung eines Beschaffungsverfahrens enthalten sein muss und somit zwölf Monate vor Ende der Angebotsabgabefrist öffentlich ist. Würde bereits in der Festlegung eine Spanne für  $P_{\text{erf}}$  vorgegeben, bestünde die Gefahr, dass potentielle Teilnehmer von sämtlichen Beschaffungsverfahren

ausgeschlossen würden, sofern die Untergrenze der Spanne zu hoch gewählt wäre. Wäre die Spanne andererseits zu weit gewählt, würde sie keine begrenzende Funktion mehr entfalten, so dass die festgelegten Werte praktisch irrelevant wären.

Eco Stor plädiert dafür, in der HS-Ebene eine Markteintrittsschwelle im Bereich von 50 MW vorzusehen. Dies sei die kleinste Größe für häufig am Markt vorkommende Standardkomponenten für die HS-Netzanbindung. Für die Umspannebene HS/MS müsse die Anschlussleistung auf ein gängiges Mindestgebot von 10–20 MW abgesenkt werden. Aus Flexibilitätsgründen gibt jedoch nicht das Beschaffungskonzept, sondern der jeweilige ÜNB vor, welche erforderliche Wirkleistung die zu beschaffenden Schwarzstartanlagen mindestens aufweisen müssen. In der Regel benötigt der ÜNB größere Leistungen, siehe Beschlussbegründung zu C.I.2.a.

Nach **Abschnitt F.II.** kann der beschaffende ÜNB den erweiterten Blindleistungsstellbereich (Q) übererregt nahe  $P = 0$  vorgeben (siehe hierzu auch die Beschlussbegründung zu Abschnitt C.I.2.c). Diese Vorgabe ist diskriminierungsfrei an alle Angebote einer Beschaffungsregion anzulegen. Unter Fallunterscheidung 1 fallen dabei alle Anlagen mit einem erweiterten Blindleistungsstellbereich von  $1,0 Q_{\text{übererregt, min}}$  bis  $1,5 Q_{\text{übererregt, min}}$ . Fallunterscheidung 3 erfasst dagegen Anlagen, die einen erweiterten Blindleistungsstellbereich größer als  $2,0 Q_{\text{übererregt, min}}$  einstellen können. Derartige Anlagen erhalten im Rahmen des Bewertungskriteriums „Erweiterter Blindleistungsstellbereich (Q) übererregt nahe  $P = 0$ “ die für dieses Kriterium maximal erreichbare Punktzahl.

Spiegelbildliches gilt für den erweiterten Blindleistungsstellbereich untererregt (Q) nahe  $P=0$  nach **Abschnitt F.III.** Auch diese Vorgabe des beschaffenden ÜNB gilt diskriminierungsfrei für alle Angebote einer Beschaffungsregion. Unter Fallunterscheidung 1 fallen dabei Anlagen mit einem erweiterten Blindleistungsstellbereich von  $1,0 Q_{\text{untererregt, min}}$  bis  $1,5 Q_{\text{untererregt, min}}$ . Fallunterscheidung 3 erfasst dagegen Anlagen, die einen erweiterten Blindleistungsstellbereich größer als  $2,0 Q_{\text{untererregt, min}}$  einstellen können. Derartige Anlagen erhalten Rahmen des Bewertungskriteriums „Erweiterter Blindleistungsstellbereich (Q) untererregt nahe  $P = 0$ “ die für dieses Kriterium maximal erreichbare Punktzahl.

Alterric schlägt vor, die Vorgabe „nahe  $P = 0$ “ in „ $P = 0-10 \%$ “ umzuändern, da ein erweiterter Blindleistungsstellbereich bei  $P = 0$  im Falle von Windparks nur über den STAT-COM-Betrieb erreicht werden könne. Bei aktuellen Windparks könne jedoch auch ein erweiterter Blindleistungsstellbereich bereitgestellt werden, wenn die einzelnen Einheiten

bereits im unteren Nennleistungsbereich Strom erzeugen. Dazu ist zu erwidern, dass auch bei aggregierten Schwarzstartanlagen die die Spannungsfahrt durchführende Einheit immer in der Lage sein muss, bereits bei geringer Wirkleistungseinspeisung die Spannungsfahrt durchzuführen. Dafür ist eine Mindestgröße dieser Einheit erforderlich, welche sich am jeweiligen Hochfahrnetz orientiert. Unabhängig davon ist bei aktuellen Windparks fraglich, ob zum Zeitpunkt der Spannungsfahrt überhaupt Wirkleistung bereitgestellt werden kann. Zudem ist die Formulierung „nahe  $P = 0$ “ nach dem Verständnis der Beschlusskammer sogar weitergehender, da diese Formulierung eine Anwendung bei einer Wirkleistungseinspeisung von 10 % grundsätzlich nicht ausschließt und je nach Konfiguration des Hochfahrnetzes bzw. der Schwarzstartanlage die Möglichkeit bestehen könnte, dass die erste Einheit auch mehr als 10 % ihrer Wirkleistung einspeist.

Nach **Abschnitt F.IV.** gehört auch das Bewertungskriterium „Frequenzsollwertbereich“ zu den im Rahmen der Bewertungsgruppe „Technische Kriterien auf Anlagenebene“ anzulegenden Bewertungskriterien. Die gemäß § 8 Abs. 1 S. 1 MASN verpflichtend einzustellende Netzfrequenz von 49,0 Hz bis 51,0 Hz wird unter Fallunterscheidung Nr. 1 erfasst. Anlagen, die einen darüber hinaus erweiterten Bereich für die Frequenzsollwertvorgabe einhalten können (wie es in § 8 Abs. 1 S. 2 MASN angelegt ist), fallen unter Fallunterscheidung Nr. 2. Diese erfasst Anlagen, die einen Frequenzsollwertbereich von 49,0 Hz bis 52,5 Hz einstellen können. Dementsprechend sind Anlagen, die unter Fallunterscheidung Nr. 2 fallen, mit der für das Bewertungskriterium maximal erreichbaren Punktzahl zu bewerten.

Ein Konsultationsteilnehmer hält die geforderte Überfrequenz von 52,5 Hz für „zu hoch gegriffen“. Hier solle eine realistischere Grenze gewählt werden (bspw. 49,0 bis 51,0 Hz und 49,0 bis > 51,0 Hz). Schwarzstartfähige Anlagen wiesen hohe Toleranzen hinsichtlich der zulässigen Frequenzbänder auf. Allerdings seien üblicherweise keine Überfrequenzen von mehr als 52 Hz zu erreichen. Dazu ist zu sagen, dass die Möglichkeit zur Überfrequenzeinstellung erforderlich ist, um Frequenzeinbrüche beim Zuschalten von Lasten im gewünschten Frequenzbereich abzufangen. Vor einer Lastzuschaltung wird die von der Schwarzstartanlage vorgegebene Netzfrequenz im Hochfahrnetz auf über 50 Hz angehoben, um den Frequenzabfall in Folge der Lastzuschaltung auf über 49 Hz zu begrenzen und damit das Hochfahrnetz stabil zu halten. Anlagen mit einem höheren Frequenzsollwertbereich sind folglich höher zu bepunkten, da sie stoßartige Lastzuschaltungen und damit einhergehend größere Frequenzeinbrüche besser verkraften können. Zudem bietet

ein erweiterter Frequenzsollwertbereich in Extremsituationen die Möglichkeit, weitere Reserven für Lastzuschaltungen zu schaffen.

Gemäß **Abschnitt F.V.** wird die Ausregelung stoßartiger Lastzuschaltungen als Bewertungskriterium in das Beschaffungskonzept aufgenommen. Diese Fähigkeit ist grundsätzlich über die MASN und deren Verweis auf die TAR bereits als Teilnahmevoraussetzung angelegt (Kapitel 10.2.1.5. der VDE-AR-N 4130 sowie VDE-AR-N 4120). Schwarzstartfähige Anlagen müssen während des Netz- und Versorgungswiederaufbaus in der Lage sein, stoßartige Lastzuschaltungen, die beispielsweise durch das Wiederanschließen von Verbrauchern an das Stromnetz entstehen, zu verkraften. Je robuster die Anlage auf diese Lastzuschaltungen reagiert (je höher also ihre Stoßfestigkeit ist) und je höhere Lastzuschaltungen sie toleriert, desto besser ist sie vom beschaffenden ÜNB zu bewerten. Dementsprechend sind Anlagen, die unter Fallunterscheidung Nr. 4 fallen und 30 MW oder mehr an Stoßfestigkeit besitzen, mit der für dieses Kriterium maximal erreichbaren Punktzahl zu bewerten. Anlagen, die dagegen nur bis zu 10 MW ausregeln können, sind im Rahmen dieses Bewertungskriterium am schlechtesten zu bewerten. Zudem existieren noch zwei weitere Fallunterscheidungen, um genauere Abstufungen hinsichtlich der Bewertung zu schaffen: Eine Stoßfestigkeit von 10 MW bis 20 MW (Nr. 2) und von 20 MW bis 30 MW (Nr. 3). In der ersten Konsultation wurde als Anmerkung zu Abschnitt C.I.2.b (Spannungsfahrt) darauf hingewiesen, dass in Kapitel 10.2.1.5 der TAR, auf das bzgl. der *Spannungsfahrt* verwiesen werde, pauschal 10 % Lastsprünge verlangt würden. Das könnten GuD-Anlagen nur, wenn sich die 10 % auf einzelne Einheiten (Gasturbine/Dampfturbine) bezögen, nicht jedoch in Bezug auf die Gesamtanlage. Dies müsse klargestellt werden. Insoweit geht die Anmerkung allerdings etwas durcheinander: Zwar regeln Kapitel 10.2.1.5. der TAR HS und HöS sowohl die Anforderungen an die Spannungsfahrt als auch an die (in der Stellungnahme eigentlich adressierte) Stoßfestigkeit. Das Beschaffungskonzept differenziert allerdings zwischen den Anforderungen an die Spannungsfahrt (siehe Beschlussbegründung Abschnitt C.I.2.b) und der Stoßfestigkeit (Abschnitt F.V.). Hinsichtlich der Stoßfestigkeit beziehen sich die TAR auf „Erzeugungseinheiten mit Schwarzstartfähigkeit“. Erfolgt bei einer angebotenen Anlage eine Aggregation aus mehreren verschiedenen Einheiten, wobei z.B. eine Einheit maßgeblich den Punkt Spannungsfahrt erfüllt, andere aber die Wirkleistungs- und Energievorhalteanforderungen beisteuern, so müssen diese Spezifika im Angebot ausgewiesen werden. Bezüglich des Lastsprungs bleibt die Anforderung für alle einzelnen Einheiten jedoch bestehen, sodass

in Summe die Anforderung auch bezogen auf die angebotene Anlage gilt (10 % der Anlagenleistung). Das Beschaffungskonzept weicht also nicht von den TAR ab.

Einige Marktteilnehmer wünschen sich neben der Leistung auch ein Kriterium für das zeitliche Verhalten, d.h. die Kriterien „Frequenzsollwertbereich“ und „Ausregelung stoßartiger Lastzuschaltungen“ seien in einer Kennlinie gemeinsam zu erfassen. Dieser Eingabe konnte indes nicht gefolgt werden, da für den ÜNB nicht vorhersehbar ist, wann beim einem Netzwiederaufbau welche Lasten zugeschaltet werden und in welchem Betriebsbereich sich die Anlage im Schwarzstartfall dann bewegt.

Aus **Abschnitt F.VI.** ergibt sich, dass die Mindestdauer der Leistungserbringung ( $T_{\min}$ ) als technisches Kriterium auf Anlagenebene vom beschaffenden ÜNB angelegt und bewertet wird. Je länger eine Schwarzstartanlage im Blackout-Fall einsatzfähig ist, desto positiver wirkt sich dies auf den Netzwiederaufbau und damit unmittelbar auf die durch den Blackout verursachte Schadensintensität aus. Daher wird die Mindestdauer der Leistungserbringung nicht nur als Teilnahmevoraussetzung in das Beschaffungskonzept aufgenommen, sondern es wird dem beschaffenden ÜNB darüber hinaus die Möglichkeit eröffnet, Anlagen mit einer längeren Mindestdauer besser zu bewerten. Es sind vier Fallunterscheidungen vorgegeben: Fallunterscheidung 1 umfasst den Zeitraum von  $1,0 T_{\min}$  bis  $1,5 T_{\min}$ , Fallunterscheidung 2 den Zeitraum von  $1,5 T_{\min}$  bis  $2,0 T_{\min}$ , Fallunterscheidung 3 den Zeitraum von  $2,0 T_{\min}$  bis  $4,0 T_{\min}$  und Fallunterscheidung 4 den Zeitraum von mehr als  $4,0 T_{\min}$ . Daher sind Anlagen, die unter Fallunterscheidung 4 fallen, mit der für dieses Kriterium maximal erreichbaren Punktzahl zu bewerten.

ECO STOR bringt vor, bei Batteriespeichern sei es aus Alterungsgründen notwendig, die Batterie bei maximal 80 % Ladezustand vorzuhalten. Die Mindestdauer der Leistungserbringung sei ein linearer Faktor für die Anzahl von Batteriesystemen der Schwarzstartanlage und damit ein nahezu linearer Faktor für deren Kosten. Damit die Auslegung der Batteriespeicher den Erwartungen zu  $T_{\min}$  entsprechen könne, sollten der Regulierer bzw. die ÜNB realistische Erwartungen zu  $T_{\min}$  kommunizieren. Dem ist zu entgegnen, dass der beschaffende ÜNB verpflichtet ist, sachliche Gründe an die Länge der Mindestdauer anzulegen und aufgrund seiner Systemverantwortung ein eigenes Interesse hat, die Mindestdauer so anzusetzen, dass die Schwarzstartfähigkeit sichergestellt ist, sie aber gleichzeitig erfüllbar ist.

EnBW, RWE und vgb befordern, dass für  $T_{\min}$  im Rahmen der gegenständlichen Festlegung zumindest eine Spanne öffentlich gemacht werde (bspw. mind. 0,5 Stunden bis max. 4 Stunden). Um Betreibern schwarzstartfähiger Anlagen im Vorfeld der Veröffentlichung von Musterverträgen durch die ÜNB eine Befassung mit der potenziellen Teilnahme zu ermöglichen, müssten die Mindestanforderungen bekannt sein. Hierzu ist zu sagen, dass eine vor Einleitung des Beschaffungsverfahrens vorgelagerte Veröffentlichung nicht notwendig erscheint, da zwischen Bekanntgabe und Angebotsfrist zwölf Monate liegen. Somit besteht hinreichend Zeit, sich über seine Teilnahme im Klaren zu werden. Da es starke regionale Unterschiede zwischen den Beschaffungsregionen gibt, erscheint es aus Sicht der Beschlusskammer darüber hinaus sachgerecht, den ÜNB einen Spielraum zuzugestehen und auf die Festlegung einer einheitlichen Zeitspanne zu verzichten.

Darüber hinaus wurde von einigen Konsultationsteilnehmern eine Umformulierung angeregt: Die im Beschaffungskonzept verwendeten Bezeichnungen und Abkürzungen müssten zwischen der vorgegebenen Mindestdauer der Leistungserbringung  $T_{\min}$  und der Mindestdauer der Leistungserbringung, die vom Anbieter angeboten werde, unterscheiden. Hierzu ist zu sagen, dass die Mindestdauer der Leistungserbringung  $T_{\min}$  im Mustervertrag transparent bekannt gemacht wird (Abschnitt J.II. Nr. 2). Der Zuschlag dagegen wird auf Basis des vom Anbieter erstellten Angebots erteilt, aus welchem sich die durch die konkrete Anlage erfüllbare (und im Falle eines Zuschlags zu erfüllende) Mindestdauer ergibt.

**Abschnitt F.VII.** sieht als weiteres Bewertungskriterium die Redundanz des Netzananschlusspunktes vor. Es werden zwei Fallunterscheidungen festgelegt: Entweder verfügt die Anlage über einen redundanten Netzananschlusspunkt zur Einspeisung (Nr. 2) oder nicht (Nr. 1). Da ein redundanter Netzananschlusspunkt den Netzwiederaufbau fehlerrobuster macht, sind Anlagen, die unter Fallunterscheidung 2 fallen, mit der für dieses Bewertungskriterium maximal erreichbaren Punktzahl zu bewerten. Ein redundanter Netzananschlusspunkt kann bei einem Netzwiederaufbau von erheblichem Vorteil sein – etwa dann, wenn die Schwarzstartanlage anderenfalls nicht mehr nutzbar wäre, weil gerade dasjenige Netzelement zerstört wurde, an dem ihr (einziger) Netzananschluss liegt.

ECO STOR plädiert dafür, das Bewertungskriterium „Redundanz des Netzananschlusspunktes“ zu streichen, da es im Kontext der sich verschärfenden Knappheit von freien Anschlussfeldern im Hochspannungs- und Höchstspannungsnetz nicht zielführend sei. Eine redundante Anbindung erhöhe die Kosten erheblich und reduziere die Anzahl teil-

nehmender Bieter. Hierzu ist zu entgegnen, dass die Redundanz des Netzanschlusspunktes keine verpflichtende Teilnahmevoraussetzung darstellt, sondern ein optional erfüllbares Bewertungskriterium. Es ist daher kein Anbieter gezwungen, seinen Netzanschluss redundant auszurichten und damit eine Kostensteigerung in Kauf zu nehmen.

Über **Abschnitt F.VIII.** wird das Bewertungskriterium „Herstellung der Einsatzbereitschaft“ in das Beschaffungskonzept aufgenommen. Bereits gemäß § 6 MASN muss die Bereitschaft zur Zuschaltung der Schwarzstartanlage auf das Netz grundsätzlich innerhalb einer Stunde nach Anforderung durch den ÜNB hergestellt sein. § 6 MASN erlaubt im Einzelfall eine Verlängerung des Zeitraums auf maximal zwei Stunden, wenn technische Randbedingungen bestehen, die die Erfüllung der Anforderung verhindern. Durch die Vorgabe in § 6 MASN ist ausreichend konkretisiert, ab welchem Zeitpunkt die Zeit zur Herstellung der Einsatzbereitschaft gemessen wird. Eine schnellere Herstellung der Einsatzbereitschaft fördert den Netzwiederaufbau, da dieser zügiger voranschreiten kann und die Schwarzstartanlage flexibler einsetzbar ist. Daher sollen Anlagen, die schneller als mindestens erforderlich einsatzbereit sind, im Rahmen der Punktevergabe einen Bonus erhalten. Hierzu dient die Aufnahme als Bewertungskriterium.

Nach der ursprünglichen Formulierung war die Einordnung eines Angebots in die drei Fallunterscheidungen von der „Zuschaltung der Schwarzstartanlage“ abhängig. In der zweiten Marktkonsultation wurde die Präzisierung der zeitlichen Einordnung und letztendlich der Bewertungsvorgabe gefordert. Als Definition der „Zuschaltung“ wurde vorgeschlagen „Herstellung einer durchgängigen elektrischen Verbindung vom Generator mit dem Anschlussnetzbetreiber“, als Definition für den "Anfangszeitpunkt" sollte der Zeitpunkt dienen, in dem der Anbieter vom ÜNB die Aufforderung zur Schwarzstarterbringung erhalten hat. Richtig ist, dass es in dem Bewertungskriterium nicht um die Dauer bis zur tatsächlichen Zuschaltung der Anlage auf das Netz geht, sondern um die Zeit, die die Schwarzstartanlage benötigt, um ihre grundsätzliche Einsatzbereitschaft herzustellen. Das Beschaffungskonzept wurde dementsprechend angepasst. Auf die „Bereitschaft zur Zuschaltung der Schwarzstartanlage“ kommt es nunmehr an und nicht mehr auf die Zuschaltung selber. Diese erfolgt im Bedarfsfall auf konkrete Anforderung des ÜNB nach dessen Vorgabe.

Fallunterscheidung 1 erfasst Anlagen, die innerhalb von 0,0 Stunden bis 0,5 Stunden zur Zuschaltung bereit und damit deutlich schneller einsatzbereit sind, als es § 6 MASN verlangt. Entsprechend werden diese Anlagen mit der für das Bewertungskriterium im jeweiligen Beschaffungsverfahren erreichbaren Maximalpunktzahl bewertet. Anlagen, die unter Fallunterscheidung 3 fallen und zwischen 1,0 Stunden und 2,0 Stunden zur Bereitschaft der Zuschaltung benötigen, werden dagegen im Rahmen dieses Bewertungskriteriums am schlechtesten bepunktet. In dem zuerst zur Konsultation gestellten Dokument sollte versehentlich die Schwarzstartanlage mit der längsten (!) Zeit zur Herstellung der Einsatzbereitschaft die höchste Punktzahl erhalten. Dies wurde richtigerweise kritisiert und daher korrigiert.

**Abschnitt F.IX.** regelt weitere Redundanzen, welche ermöglichen, dass die angebotene Leistung auch bei Ausfall einzelner Anlagenkomponenten erbracht werden kann. So kann mittels Fallunterscheidung 1 eine positive Bewertung bei einem Vorhandensein redundanter Einheiten erfolgen. Durch die Verwendung des Begriffs „Einheiten“ wird das Konzept nicht auf klassische Generatoren mit Synchron- oder Asynchron-Maschinen beschränkt. Der Begriff „Einheit“ ist auch für leistungselektronisch-gekoppelte Anlagen passend. Über Fallunterscheidung 2 wirkt sich das Vorhandensein redundanter Blocktransformatoren positiv auf die Bewertung aus. Gemäß Fallunterscheidung 3 werden redundante Sammelschienen positiv in der Bewertung berücksichtigt. Redundanzen tragen zur Robustheit des Netzwiederaufbaus bei, da Komponenten ungeplant (z.B. höhere Gewalt) ausfallen können. Hierdurch können Nicht-Verfügbarkeiten auftreten, die ggf. durch Redundanzen kompensiert werden können. Eine Vorgabe wie bei den anderen Bewertungskriterien, welche Eigenschaft mit der Maximalpunktzahl zu bewerten ist, kann nicht abstrakt vorgenommen werden. Die genannten Redundanzen schließen sich gegenseitig nicht aus, sondern können auch kumulativ von einem Angebot erfüllt werden.

Alterric möchte, dass dezentral angeordnete Anlagen/Einheiten – z.B. mehrere kleine Windparks – als redundant angesehen werden, sofern sie über eine gemeinsame Leitstelle erfasst und steuerbar sind. So könne bei dem Ausfall einer Einheit die angebotene Leistung weiterhin erbracht werden und das Risiko einer Nichtverfügbarkeit (technisch oder durch das Winddargebot) könne somit reduziert werden. Insoweit konnte der Stellungnahme allerdings nicht gefolgt werden, siehe die Ausführungen zur Einbeziehung von dargebotsabhängigen EE-Anlagen in der Beschlussbegründung auf S. 10f.

### g) Abschnitt G – Bewertungsgruppe „Systemische Kriterien“

Anhand der Bewertungsgruppe „Systemische Kriterien“ fließen auswahlrelevante Aspekte des Netzwiederaufbaus in die Bewertung ein. So kann bei der Punktevergabe berücksichtigt werden, dass eine konkret angebotene Anlage nicht nur schwarzstartfähig ist, sondern dass mit ihrer Hilfe auch ein robusteres Netzwiederaufbaukonzept realisiert werden kann. Die systemische Eignung beurteilt sich nach den Netzgegebenheiten sowie nach dem Aufwand, der erforderlich wäre, um die Anlage in den Netzwiederaufbauplan zu integrieren. Es ist daher entscheidend, wie gut sich die angebotene Schwarzstartanlage in das Gesamtkonzept des Netz- und Versorgungswiederaufbaus des beschaffenden ÜNB einfügen lässt. Eine Auswahl ausschließlich anhand der technischen Kriterien auf Anlagen-ebene und des Preises würde diese Bedingung ignorieren, so dass die Berücksichtigung systemischer Kriterien bei der Auswahlentscheidung zwingend notwendig ist.<sup>14</sup> Beispielsweise ist es aus volkswirtschaftlicher Sicht effizienter, geringe Mehrkosten einer Schwarzstartanlage in Kauf zu nehmen, wenn dadurch unverhältnismäßig hohe Kosten für notwendige Netzertüchtigungsmaßnahmen, die bei Zuschlagserteilung an ein preisgünstigeres Angebot anfallen würden, vermieden werden können. Ziel ist es, den Netz- und Versorgungswiederaufbau robust, effizient und zeitnah durchführen zu können. Hierzu sieht das Beschaffungskonzept fünf Bewertungskriterien vor, wobei die Aufzählung hier nicht abschließend ist („insbesondere“). Der beschaffende ÜNB kann weitere Bewertungskriterien aufnehmen, sofern diese diskriminierungsfrei ausgestaltet und zu Beginn des Beschaffungsverfahrens bekanntgemacht werden.

Mit Hilfe des Bewertungskriteriums „Netzanschlussebene“ in **Abschnitt G.I.** wird berücksichtigt, über wie viele zwischengeschaltete Netzebenen die Einspeisung einer Schwarzstartanlage erfolgt, bis die Energie im Übertragungsnetz ankommt. Zur Leitung des Stroms über große räumliche Distanzen sind höhere Spannungsebenen besser geeignet. Der Netzwiederaufbau erfolgt i.d.R. ausgehend von der höchsten Spannungsebene, so dass Anlagen, die dort angeschlossen sind, ohne weitere vertikale Schnittstellen für den Netzwiederaufbau eingesetzt werden können. Je höher die Netzebene ist, in welcher die Schwarzstartanlage angeschlossen ist, desto positiver wirkt sich dies auf die Bewertung aus, siehe auch die Beschlussbegründung zu C.I.1.a.

---

<sup>14</sup> Vgl. insoweit auch Gutachten, S. 28.

Soweit von verschiedenen Konsultationsteilnehmern eingewandt wird, die Bewertung der Anschlusssituation sei bereits bei G.V. (Robustheit des Netzwiederaufbauplans) berücksichtigt und müsse daher hier gestrichen werden, ist zu entgegnen, dass die beiden Bewertungskriterien eine unterschiedliche Zielsetzung verfolgen: Mit Hilfe des Bewertungskriteriums „Netzanschlussebene“ wird u.a. die direkte Wirkung der Anlage auf die Spannungshaltung, die Erreichbarkeit und Beobachtbarkeit bewertet. Abschnitt G.I. berücksichtigt daher die unmittelbare technische Wirkung der Anlage auf den Netzwiederaufbau. Unter G.V. hingegen werden weitere, aus der Anschlusssituation resultierende Faktoren betrachtet. Hierzu gehören der Koordinationsaufwand bei der Erstellung des Netzwiederaufbauplans, die operativen Aufwände bei einem tatsächlichen Netzwiederaufbau sowie die Herausforderungen der Kommunikation über mehrere Netzbetreiber hinweg. Auch Anlagen im Höchstspannungsnetz, die bei einem benachbarten ÜNB angeschlossen sind und sich an dem Beschaffungsverfahren beteiligen, werden hier entsprechend bewertet. Festzuhalten ist also, dass – selbst wenn zwei Anlagen durch einen Anschluss in der gleichen Spannungsebene eine gleiche unmittelbare technische Wirkung auf den Netzwiederaufbau aufweisen – dies nicht notwendigerweise auch für die Robustheit des Netzwiederaufbauplans gilt.

Die Kritik aus der ersten Marktkonsultation, warum Anlagen mit Anschluss an 220 kV anders eingeordnet würden als Anlagen mit Anschluss an 380 kV, wurde aufgegriffen. Die Unterscheidung wurde gestrichen, da es sich bei beiden Spannungsebenen um die Netzebene "Höchstspannung" handelt, sowohl die 220-kV-Ebene als auch die 380-kV-Ebene vom ÜNB geführt werden und darüberhinausgehende Aspekte (z.B. Anzahl an Netzknoten) mit Hilfe anderer Bewertungskriterien berücksichtigt werden können.

Über das Bewertungskriterium „Passgenauigkeit der Schwarzstartanlage für den aktuellen Netzwiederaufbauplan“ in **Abschnitt G.II.** wird der durch die Integration der Schwarzstartanlage in den aktuellen Netzwiederaufbauplan entstehende Adaptionaufwand berücksichtigt. Hierunter fallen z.B. der Simulationsaufwand, eine Anpassung der Strategie und der Schnittstellen zu benachbarten Netzbetreibern, eine Anpassung des Kommunikationskonzeptes sowie der Validierungs- und Schulungsaufwand. Mit Hilfe der Vorgabe können Angebote, die im Hinblick auf den Netzwiederaufbauplan kontinuierlich fördernd wirken, höher bepunktet werden. Derartige Angebote tragen zum einen zur Stabilität des Netzwiederaufbaus bei, können zum anderen aber auch die Folgekosten der Beschaffung

senken. Das Angebot, welches den geringsten Adaptionaufwand des aktuellen Netzwiederaufbauplans verursacht, bekommt für dieses Bewertungskriterium die vom beschaffenden ÜNB veranschlagte Maximalpunktzahl.

Das in **Abschnitt G.III.** vorgegebene Bewertungskriterium „Umfang notwendiger Netzer-tüchtigung“ setzt zunächst voraus, dass der beschaffende ÜNB einen auf die jeweils angebotene Schwarzstartanlage anzupassenden Netzwiederaufbauplan bildet, wie er bei Bezuschlagung des zugrundeliegenden Angebots und ggf. anderer dafür notwendiger Anlagen realisiert werden könnte. Da dieser auf die angebotene Schwarzstartanlage anzupassende Netzwiederaufbauplan auch andere angebotene Anlagen beinhalten kann und er möglichst optimal gestaltet werden soll, kann er naturgemäß erst dann gebildet werden, wenn alle Angebote vorliegen. Das Bewertungskriterium dient dazu, den Umsetzungsaufwand für die Integration der angebotenen Schwarzstartanlage in den auf die angebotene Schwarzstartanlage anzupassenden Netzwiederaufbauplan zu berücksichtigen. Auf dieser Basis sind die entstehenden voraussichtlichen Investitionen für technische Anpassungen, wie z.B. Schutzanpassungen, zusätzliche Kompensationsanlagen oder der Einbau von Parallelschaltgeräten, zu bewerten. Das Angebot, welches die geringsten voraussichtlichen Investitionen zur Anpassung des bestehenden Netzwiederaufbauplans verursacht, bekommt für dieses Bewertungskriterium die veranschlagte Maximalpunktzahl. Dies dient dem Schutz der Ressourcen und senkt die Gesamtkosten der Schwarzstartfähigkeit. So wird der gesamtwirtschaftlichen Effizienz bei der Beschaffung von Schwarzstartanlagen Rechnung getragen. Da der beschaffende ÜNB erst bei Vorliegen der Angebote und Kenntnis der Erbringungsorte analysieren kann, welche Netzer-tüchtigungen ggf. erforderlich sind, ist eine Rückmeldung an den Anbieter (vgl. Abschnitt J.II. Nr. 12) i.R.d. Beschaffungsverfahrens i.d.R. nicht möglich. Aus dem gleichen Grund ist auch keine Vorgabe zur Bildung und Bewertung von Fallunterscheidungen in dieser Festlegung möglich.

Anhand von **Abschnitt G.IV.** wird die Netzeinbindung der Anlage in mögliche Hochfahr-netze und damit die Passgenauigkeit mit Blick auf die möglichen elektrischen Wege zu wichtigen Netzknoten bewertet. Dazu ist festgelegt, dass der beschaffende ÜNB je Beschaffungsregion mindestens ein Hochfahrnetz bilden muss. Dem Bewertungskriterium kommt allerdings nur dann Bedeutung zu, wenn mindestens zwei Hochfahrnetze in einer Beschaffungsregion gebildet werden können. Nur dann können sich die Angebote hinsichtlich des Bewertungskriteriums unterscheiden. Anderenfalls sind alle angebotenen Anlagen in Fallunterscheidung 1 einzusortieren. Die Eignung für mehrere Hochfahrnetze

ist vorteilhaft zu bewerten, da mit einem Blackout des Stromversorgungsnetzes ein Ausfall wichtiger Leitungsstränge einhergehen kann, in dessen Folge einzelne Hochfahrnetze möglicherweise nicht zur Verfügung stehen. Ist eine Schwarzstartanlage in mehrere Hochfahrnetze eingebunden, führt dies dazu, dass der ÜNB im Schwarzstartfall flexibler agieren kann. Zudem geht so eine an ein ausgefallenes Hochfahrnetz angeschlossene Schwarzstartanlage nicht zwangsläufig für den Netzwiederaufbau „verloren“. Da die umsetzbaren Hochfahrnetze erst nach Vorliegen der Angebote ausgearbeitet werden können, kann eine Rückmeldung entsprechend Abschnitt J.II. Nr. 12 i.d.R. nicht erfolgen.

Anhand des in **Abschnitt G.V.** festgelegten Bewertungskriteriums „Robustheit eines auf die Schwarzstartanlage angepassten Netzwiederaufbauplans“ wird bewertet, wie einfach und zügig der Netzwiederaufbau mit der angebotenen Schwarzstartanlage durchgeführt werden kann. Je mehr Schalthandlungen zum Abruf der Schwarzstartanlage erforderlich sind (**Nr. 1**), je mehr Akteure beim Netzwiederaufbau einbezogen werden müssen (**Nr. 2**) und je umständlicher die Kommunikationsmöglichkeiten zwischen der steuernden Stelle der Schwarzstartanlage und der Schaltleitung des beschaffenden ÜNB sind (**Nr. 3**), desto zeitaufwendiger und fehleranfälliger wird der Netzwiederaufbau. Mit Hilfe dieses Bewertungskriteriums sollen die genannten Aspekte in ihrer Gesamtheit bewertet werden. Durch die Formulierung „insbesondere“ wird klargestellt, dass die Aufzählung an dieser Stelle nicht abschließend ist. Sie enthält nur Beispiele, welche Gegebenheiten mit Hilfe dieses Bewertungskriteriums in die Angebotsbewertung einfließen können. Für die Anzahl der durchgeschliffenen Schaltanlagen bis zum nächsten wichtigen Netzknoten sind bspw. die im Rahmen des Netzwiederaufbauplans definierten Netzknoten zur Synchronisation mit benachbarten ÜNB sowie Anschlusspunkte für Erzeugungsanlagen und regelbare Lasten relevant. Da auch hier teilweise Abhängigkeiten der angebotenen Schwarzstartanlagen voneinander bestehen, kann die Prüfung nur ex-post auf Basis der eingereichten Angebote durchgeführt werden kann. Auch hier kann daher i.d.R. keine Rückmeldung i.R.d. Abschnitt J.II. Nr. 12 an den Anbieter während des laufenden Beschaffungsverfahrens erfolgen.

#### **h) Abschnitt H – Bewertungsgruppe „Preis“**

Um die Kosten einer Anlage in die Auswahlentscheidung einbeziehen zu können, gibt Abschnitt H vor, wie ein konkreter Angebotspreis in eine der Bewertung dienende Punktzahl zu überführen ist und wann Angebote aufgrund ihrer Gebotspreise bei der Beschaffung nicht berücksichtigt werden müssen.

Zunächst bestimmt **Abschnitt H.I.**, dass der Angebotspreis in Euro pro MW und Jahr anzugeben ist. Eine dahingehende Klarstellung resultiert aus den in der ersten Marktkon-sultation eingegangenen Stellungnahmen. Soweit ein Marktteilnehmer eingewandt hat, das Mengengerüst, welches der Anbieter für seine Kalkulation erstellen müsse, korreliere in vielen Aspekten gerade nicht mit der Leistung (z.B. sei die Vorhaltung eines Bereit-schaftsdienstes unabhängig von der Leistung), weswegen ein Angebotspreis in Euro pro Jahr anzugeben sei, ist zu entgegnen, dass der zusätzliche Leistungsbezug des Ange-botspreises eine einfachere ex-post Transparenz bei der Veröffentlichung der Ergebnisse der Beschaffungsverfahren gemäß Abschnitt L sowie eine Indexierung gemäß Abschnitt I.I. ermöglichen. Zudem wird auf diese Weise eine einheitliche Grundlage geschaffen, an-hand derer der beschaffende ÜNB den Vergleich der Angebotspreise untereinander vor-nehmen kann.

Weiter wurde vorgetragen, eine Angabe des Preises in Euro/MW bedürfe einer Festle-gung, welche Leistung gemeint sei: Brutto- oder Nennleistung/Engpassleistung etc. Klar-zustellen ist daher, dass auf die vom Anbieter angebotene Schwarzstartleistung der An-lage, mithin auf die Wirkleistung, die im Falle des Netzwiederaufbaus am Netzanschluss-punkt ankommen muss, abgestellt wird.

Nach **Abschnitt H.II.** hat der beschaffende ÜNB vor Beginn des Beschaffungsverfahrens eine Kostenschätzung durchzuführen. Gegenstand der Kostenschätzung sind die vom beschaffenden ÜNB erwarteten Angebotspreise. Aus der Kostenschätzung resultiert ein sog. Erwartungswert „E“. Dieser dient als mathematische „Stütze“ bei der Angebotspreis-bewertung (siehe Beschlussbegründung zu Abschnitt H.VII.). Zudem kann E als „bench-mark“ für eine mögliche Preisobergrenze (Abschnitt H.III.) herangezogen werden.

Die Kostenschätzung des Erwartungswertes E ist vom beschaffenden ÜNB anhand einer geeigneten Methodik durchzuführen, wobei z.B. die Ermittlung durch einen vom ÜNB be-stellten Gutachter in Betracht kommt. Als Ansatzpunkte können z.B. die den ÜNB bekann-ten Kosten der Umrüstung von Reservekraftwerken oder der Neubau von Schwarzstart-anlagen sowie die bisherigen Kosten der Schwarzstartfähigkeit dienen. Hierbei ist zu be-rücksichtigen, dass durch die zu erzielenden Erlöse Deckungsbeiträge erzielt werden kön-nen müssen, z.B. zur Refinanzierung notwendiger Investitionen.

In der ersten Marktkonsultation wurde geäußert, es solle nicht Aufgabe der ÜNB sein, den Erwartungswert und somit die Preisobergrenze zu ermitteln. Den ÜNB würden die notwendigen Kenntnisse über Kosten und Bepreisung fehlen, da dies Interna der Unternehmen seien und Abhängigkeiten von der Anlagenkonstellation bestünden. Das Heranziehen historischer Preise sei nicht möglich, da diese nicht die Zukunft abbilden können. Besser sei eine Aufzählung von Kostenkomponenten. Es liegt allerdings in der Natur der Sache, dass der Beschaffende nicht gleichzeitig zum Kreis derjenigen Unternehmen gehört, welche die zu beschaffende Leistung anbieten und daher eine genaue Kenntnis der Angebotskosten haben. Das hindert den beschaffenden ÜNB allerdings nicht, ggf. eine Preisobergrenze zu setzen (wie im Vergaberecht ausdrücklich anerkannt, s.u.) und ist auch kein Hinderungsgrad dafür, sich vor dem Beschaffungsverfahren eine Vorstellung über die aus seiner Sicht zu erwartenden Angebotspreise zu machen.

In der ersten Marktkonsultation wurde außerdem gefordert, dass die Methodik für die Bestimmung des Erwartungswertes vor einem Beschaffungsverfahren durch die ÜNB konsultiert werden solle, um alle relevanten Faktoren zu berücksichtigen. Dazu ist zu sagen, dass durch eine Konsultation der Methodik die Gefahr bestünde, dass potentielle Anbieter vorab den Erwartungswert eigenständig zu kalkulieren versuchen und damit die Angebotspreise dementsprechend anpassen könnten, statt ihre wahren Kosten zu bieten. Dies könnte zu einer Verteuerung der Beschaffung führen. Aktuelle Entwicklungen und Erkenntnisse können durch den beschaffenden ÜNB bei der Bestimmung des Erwartungswertes für das jeweilige Beschaffungsverfahren berücksichtigt und Fehlentwicklungen vermieden werden. Soweit sich die Konsultationsteilnehmer darauf beziehen sollten, dass eine ggf. gemäß Abschnitt H.III. gesetzte Preisobergrenze als „relevanter Faktor“ bei der Evaluierung einer Teilnahme am Beschaffungsverfahren berücksichtigt werden müsse, ist das Beschaffungskonzept nach der ersten Marktkonsultation dahingehend geändert worden, dass der beschaffende ÜNB eine Preisobergrenze bekanntmachen muss.

Teilweise wird geltend gemacht, der Erwartungswert werde aufgrund technologiespezifischer unterschiedlicher Kostenstrukturen sehr verschieden sein – bei Pumpspeichern sei er durch hohe Opportunitäten geprägt, bei konventionellen Anlagen dagegen eher durch die Brennstoffbevorratung, weswegen eine technologiespezifische Differenzierung erfolgen müsse. Eine technologiespezifische Differenzierung des Erwartungswertes kommt allerdings nicht in Betracht: Zum einen können die Kosten unterschiedlicher Technologien

bereits als Eingangsparameter bei der Kalkulation von E berücksichtigt werden. Zum anderen ist es zum Schutze der Netznutzer und zur Berücksichtigung der Gebote der Effizienz, Preisgünstigkeit und Wirtschaftlichkeit, wie sie beispielsweise in §§ 1 Abs. 1, 11 Abs. 1 S. 1 und 12h Abs. 1, 4 EnWG niedergelegt sind, für den Zuschlag auch der Angebotspreis mitentscheidend. Würden die Angebotspreise verschiedener Technologien unterschiedlich bewertet, wäre die Vergleichbarkeit der Angebotspreise nicht möglich und es wäre nicht mehr gewährleistet, dass tatsächlich das günstigste Angebot die beste Punktzahl für den Angebotspreis erhielte.

Eine nach den ersten Beschaffungsverfahren stattfindende Evaluierung, um frühzeitig auf Fehlentwicklungen reagieren zu können, ist – wie vom Markt gefordert – sowohl hinsichtlich der Methodik der Bestimmung des Erwartungswertes möglich, da dieser für jedes Beschaffungsverfahren neu bestimmt werden kann, als auch hinsichtlich der Beschaffungsbedingungen, denn diesem Zweck dient u.a. der in Tenorziffer 2 vorgesehene Widerrufsvorbehalt.

Um Ineffizienzen der marktgestützten Beschaffung zu vermeiden, enthält **Abschnitt H.III.** die Vorgabe, dass der beschaffende ÜNB für ein Beschaffungsverfahren eine Preisobergrenze setzen kann (S.1). Hiermit können einzelne Angebote von der Bezuschlagung ausgeschlossen werden (S.2). Der beschaffende ÜNB hat somit das Recht, nicht aber die Pflicht, eine Preisobergrenze zu setzen. Entscheidet er sich dafür, so sind zwingend diejenigen Angebote von der Bezuschlagung auszuschließen, deren Angebotspreis oberhalb der Preisobergrenze liegt. Die Preisobergrenze kann je nach Beschaffungsregion angepasst werden und damit das spezifische Anlagenportfolio berücksichtigen. So können auch die in den einzelnen Beschaffungsregionen unterschiedlich stark vertretenen Schwarzstart-Technologien berücksichtigt werden. Dagegen erscheinen unterschiedliche Preisobergrenzen für unterschiedliche Technologien nicht sachgemäß, da sonst die Gefahr einer Diskriminierung bestünde.

Die von einigen Konsultationsteilnehmern ausgesprochene Befürchtung, dass der ÜNB die Preisobergrenze zu niedrig ansetze, teilt die Beschlusskammer nicht. Denn erstens kann die Methodik zur Bestimmung der Preisobergrenze objektiv überprüft werden, und zweitens haben die ÜNB ein hohes Interesse an der Sicherstellung der Schwarzstartfähigkeit und damit an entsprechenden Angeboten.

Sowohl in der ersten als auch in der zweiten Marktkonsultation wurde gefordert, die Preisobergrenze zu streichen. Ziel der marktlichen Beschaffung sei eine wettbewerbliche und offene Beschaffung, wodurch die jeweils günstigste und zugleich geeignetste Anlage ausgewählt werden solle. Durch die Preisobergrenze würden womöglich technisch und systemisch bestens geeignete Anlagen ausgeschlossen, selbst wenn ihr Angebotspreis nur knapp oberhalb der Preisobergrenze liege. Der ÜNB habe nach Abs. IV ohnehin die Möglichkeit, das Beschaffungsverfahren auszusetzen.

Dazu ist zu erwidern, dass die Regelungen in **Abschnitt H.III. und H.IV.** dafür sorgen sollen, dass der beschaffende ÜNB nicht gezwungen ist, Angebote zu objektiv überhöhten Preisen zu bezuschlagen. Auf diese Weise soll dem Missbrauch von Marktmacht vorgebeugt werden. Auch kann vermieden werden, dass sich erhebliche Ineffizienzen im Preis-Leistungs-Verhältnis auf die durch die Vorhaltung der Schwarzstartfähigkeit entstehenden Kosten auswirken, welche von den Netznutzern zu tragen sind.

Unabhängig davon sind die Regelungen betreffend die Setzung einer Preisobergrenze bzw. die (auch teilweise) Aufhebung des Beschaffungsverfahrens durch den beschaffenden ÜNB vorrangig deklaratorischer Natur:

Nach Auffassung der Beschlusskammer folgt die Befugnis zur Setzung einer Preisobergrenze bereits aus dem allgemeinen Zivilrecht bzw. aus dem Vergaberecht (soweit der beschaffende ÜNB diesem unterliegt). Danach kann bei Ausschreibungsverfahren – und damit bei marktlichen Beschaffungen – eine Preisobergrenze gesetzt werden. Eine derartige Obergrenze ist Ausdruck des Leistungsbestimmungsrechts des jeweiligen Auftraggebers. Bereits das OLG Düsseldorf<sup>15</sup> sowie einige weitere Gerichte und Vergabekammern<sup>16</sup> haben entschieden, dass die Vorgabe einer Preisobergrenze als Ausschlusskriterium grundsätzlich zulässig ist.

Entscheidet sich der beschaffende ÜNB für die Setzung einer Preisobergrenze, hat er diese mit Beginn des Beschaffungsverfahrens gemäß Abschnitt J.II. Nr. 3 bekanntzumachen, damit potentielle Anbieter von Beginn an Klarheit über den Auftragsgegenstand haben. Zwar wird vom BDEW geltend gemacht, dass – wenngleich in Ausschreibungen zur Beschaffung einer Dienstleistung, wie der Kapazitätsreserve, die Preisobergrenze den

---

<sup>15</sup> OLG Düsseldorf, Beschluss vom 16.05.2018, Az. VII-Verg 24/17, Rn. 50 ff. – juris.

<sup>16</sup> Z.B. OLG Koblenz, Beschluss vom 04.02.2014 - 1 Verg 7/13 – Rn. 65 - juris; VK Rheinland, Beschluss vom 26.03.2019 - VK 5/19, Rn. 37 ff. - juris; BKartA, Beschluss vom 12.07.2016, VK 2 – 49/16, Rn. 137 – juris.

Bietern stets bekannt sei – es gerade in einem Nischenbereich mit tendenziell sehr wenigen Bietern nachvollziehbar sei, wenn die Preisobergrenze im Vorfeld nicht bekannt gemacht werde. Eine vorherige Kenntnis könne in Kombination mit dem Wissen um eine mögliche Monopolstellung zu taktischem Verhalten und hohen Preisen (knapp unterhalb der Preisobergrenze) führen, die gesamtwirtschaftlich ineffizient seien. Allerdings orientiert sich das Beschaffungskonzept (auch) hinsichtlich der Veröffentlichung der Preisobergrenze an den spezielleren gesetzlichen Regelungen, was **Abschnitt H.V.** klarstellt, wonach das Vergaberecht unberührt bleibt.

Mit Hilfe der in **Abschnitt H.IV.** geregelten Aufhebung einzelner Lose oder des gesamten Beschaffungsverfahrens kann der ÜNB dagegen das Beschaffungsverfahren als solches ganz oder teilweise für gescheitert erklären, wenn in einem Beschaffungsverfahren oder in einem einzelnen Los kein wirtschaftliches Ergebnis erzielt wurde.

Denn auch die (teilweise) Aufhebung eines Beschaffungsverfahrens ist bereits nach dem Vergaberecht bzw. dem allgemeinen Zivilrecht zulässig, wenn die für das jeweilige Rechtsgebiet aufgestellten Voraussetzungen für die Aufhebung erfüllt sind: Nach § 57 S. 1 SektVO kann ein Vergabeverfahren ganz oder bei Losvergabe für einzelne Lose aufgehoben werden oder im Fall eines Verhandlungsverfahrens eingestellt werden. Soweit der beschaffende ÜNB auf Grund seiner Beteiligungsstruktur dem Vergaberecht unterliegt, ist die SektVO anwendbar, wenn die in § 106 Abs. 2 Nr. 3 GWB, § 2 Abs. 1 SektVO vorgegebenen Schwellenwerte überschritten sind (hiervon dürfte bei der Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit auszugehen sein). § 57 SektVO nennt allerdings keine tatbestandlichen Voraussetzungen, unter denen eine Aufhebung oder Einstellung des Vergabeverfahrens möglich ist, sondern räumt Ermessen ein. Dennoch darf eine Aufhebung nicht willkürlich, also ohne sachlichen Grund erfolgen. Anerkannt ist, dass jedenfalls das Vorliegen eines Aufhebungsgrundes, welcher den in § 63 VgV geregelten, strengen Aufhebungsgründen entspricht, eine Aufhebung gemäß § 57 SektVO erlaubt.<sup>17</sup> Nach § 63 Abs. 1 Nr. 3 VgV kommt eine ganz oder teilweise Aufhebung des Vergabeverfahrens in Betracht, wenn kein wirtschaftliches Ergebnis erzielt wurde. Dieser Aufhebungsgrund kann nach Auffassung der Beschlusskammer in einem Verfahren zur marktgestützten Beschaffung der nfSDL Schwarzstartfähigkeit tatbestandlich herangezogen werden<sup>18</sup> und gilt im

---

<sup>17</sup> Vgl. etwa *Hermann*, in: Ziekow/Völlink, Vergaberecht, 4. Aufl. 2020, § 57 SektVO, Rn. 2; *Wichmann*, in: Eschenbruch/Opitz/Röwekamp, SektVO, 2. Auflage 2019, § 57 Rn. 17, 26; *Mehlitz*, in: Beck'scher Vergaberechtskommentar, 3. Auflage 2019, § 57 SektVO, Rn. 8.

<sup>18</sup> So z.B. auch *Wichmann*, ebenda, § 57 Rn. 26.

Falle einer Losbildung auch für die Aufhebung eines Loses. Die Rechtmäßigkeit der Aufhebung richtet sich also im Einzelfall danach, ob im jeweiligen Beschaffungsverfahren bzw. Loses ein wirtschaftliches Ergebnis erzielt wurde. Dies bestimmt sich danach, ob der vor Einleitung des Beschaffungsverfahrens vom beschaffenden ÜNB vertretbar geschätzte Auftragswert deutlich überschritten wurde.<sup>19</sup> Bei der Beurteilung, wann ein vertretbar geschätzter Auftragswert so deutlich überschritten ist, dass eine sanktionslose Aufhebung gerechtfertigt ist, ist nach der Rechtsprechung des BGH eine alle Umstände des Einzelfalls einbeziehende Interessenabwägung vorzunehmen.<sup>20</sup> Klargestellt sei, dass die Schätzung des Auftragswertes nicht mit der Kostenschätzung nach Abschnitt H.II. zur Ermittlung des Erwartungswertes E zu verwechseln ist, obwohl die beiden Schätzungen selbstverständlich zueinander plausibel sein sollten. Die Beschlusskammer empfiehlt den ÜNB, ihr Vorgehen zur Prognose des Auftragswertes zu dokumentieren und zu begründen und dies ggf. bei einem Notar zu hinterlegen.

Soweit das Vergaberecht nicht anwendbar ist, besteht auch nach allgemeinen zivilrechtlichen Grundsätzen der Privatautonomie keine Verpflichtung des beschaffenden ÜNB zur Erteilung eines Zuschlags.

Zur Bewertung des Angebotspreises hat der beschaffende ÜNB nach **Abschnitt H.VI.** zwei Variablen zu berücksichtigen: Den sich aus der Kostenschätzung gemäß Abschnitt H.II. ergebenden Erwartungswert E sowie einen Aufschlag A auf diesen.

Der Aufschlag A wird dabei zu dem Erwartungswert addiert. Der Aufschlag A gilt wie der Erwartungswert E spezifisch für das jeweilige Beschaffungsverfahren. Soweit vom Markt gefordert wird, es sei genau zu beschreiben, wie der Aufschlag bestimmt werde, ist zu entgegenen, dass ein Bieter diese Kenntnis wie bei einer ex-ante Veröffentlichung des Erwartungswertes A zu einer auf Gewinnmaximierung ausgerichteten Optimierung des Angebotspreises nutzen könnten, statt seine wahren Kosten zu bieten. Dies könnte ebenfalls zu einer Verteuerung der Beschaffung führen

Der beschaffende ÜNB muss allerdings neben E auch die Höhe des Aufschlags A vor Beginn des Beschaffungsverfahrens bestimmen. So wird vermieden, dass der ÜNB sich erst nach Kenntnis der Angebotspreise überlegt, wie er deren Bewertung vornimmt.

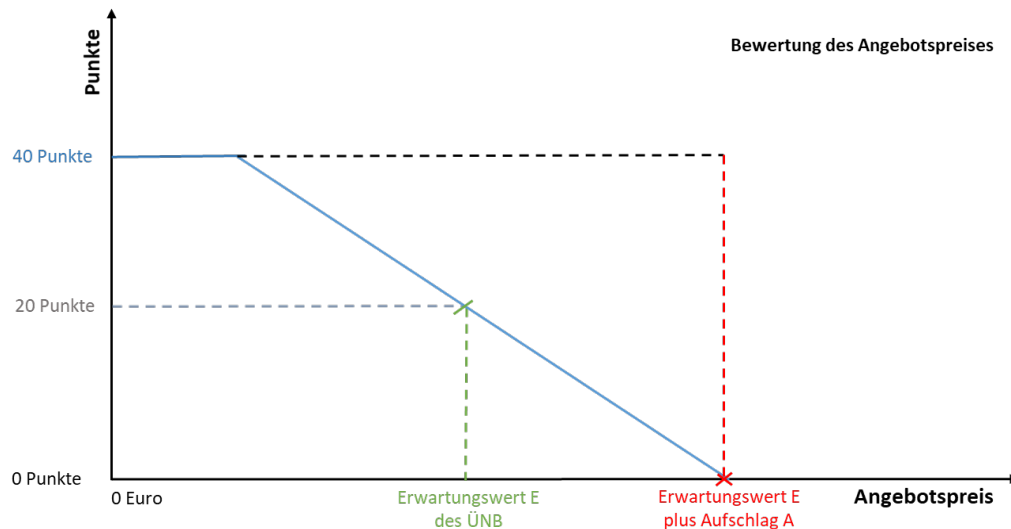
---

<sup>19</sup> BGH, Urteil vom 20. November 2012, X ZR 108/10, Rn.18 – juris.

<sup>20</sup> BGH, ebenda, Rn. 21 – juris.

Dies böte Diskriminierungspotential und könnte den Eindruck der Willkürlichkeit erwecken. Auch hier empfiehlt die Beschlusskammer den ÜNB daher, die Kostenschätzung zur Bestimmung des Erwartungswertes zu dokumentieren und zu begründen und sowohl diese Dokumentation als auch den Erwartungswert E sowie den Aufschlag A ggf. bei einem Notar zu hinterlegen.

**Abschnitt H.VII.** regelt, wie ein konkreter Angebotspreis in eine Punktzahl überführt wird, um das jeweilige Angebot mit anderen zulässigen Angeboten zu vergleichen und zu bewerten. Stützstellen bei der Bewertung des Angebotspreises sind dabei der gemäß Abschnitt H.II. bestimmte Erwartungswert E und die Summe aus E und dem nach Abschnitt H.VI. vorgesehenen Aufschlag A. Die nachfolgende Grafik veranschaulicht dies:



### i) Abschnitt I – Vergütung

Nach **Abschnitt I.I. S. 1** ist das pay-as-bid-Verfahren (Gebotspreisverfahren) anwendbar. Die Anwendung des Gebotspreisverfahrens bietet sich immer dann an, wenn mit einer nur geringen Teilnahme an der Beschaffung gerechnet werden muss oder – wie vorliegend – die Teilnahme im Vorfeld der Beschaffung unklar ist, da das Beschaffungsverfahren erstmals durchgeführt wird. Durch Anwendung dieses Verfahrens werden Preissteigerungen vermieden, die bei einem pay-as-cleared-Verfahren (Grenzpreisverfahren) dadurch entstehen würden, dass sich bei der marktgestützten Beschaffung der Schwarzstartfähigkeit voraussichtlich pro Beschaffungsregion nur wenige Anbieter beteiligen und alle Anlagen mit dem Angebotspreis der teuersten bezuschlagten Anlage zu vergüten

sind. Bei einer Teilnahme nur weniger Anbieter wären diese in der Lage, Preise durchzusetzen, die deutlich über den Preisen in einem wettbewerblich eingeschwungenen Markt liegen.

Der Regelungskomplex in Abschnitt I.I. S. 2 bis S. 9 wurde aufgrund der Stellungnahmen aus den Marktkonsultationen sowie der Stellungnahme des Bundeskartellamtes in das Beschaffungskonzept aufgenommen. So hatten BDEW, EnBW, Engie, LEAG, Onyx, und vgb in der ersten Marktkonsultation geltend gemacht, dass ein fixer Preis über einen Zeitraum, der bis zu 15 Jahre in der Zukunft liegen könne, problematisch sei. Die Kalkulation von Angeboten sei aufgrund sich verändernder Kosten sowie Opportunitäten schwierig. Dies werde zu sehr hohen Risikoaufschlägen bei den Angeboten führen. Einige dieser Konsultationsteilnehmer sehen die Gefahr, dass die Beschaffung nicht mehr effizient sei (wenn es überhaupt zu Angeboten unterhalb der Preisobergrenze komme). Soweit angemerkt wurde, dass diese Problematik teilweise, aber vermutlich nicht hinreichend durch eine Verkürzung des maximalen Erbringungszeitraums gelöst werden könne, sei auf die Beschlussbegründung zu Abschnitt A.V. und A.VI. verwiesen.

Dass insbesondere die Entwicklung der Opportunitätskosten zwischen Angebotsabgabe und Ende des Erbringungszeitraums für einen Bieter zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe nur schwer prognostizierbar ist, kann die Beschlusskammer nachvollziehen. Auch erkennt sie die Gefahr, dass Bieter aus Risikogesichtspunkten von einer Teilnahme an den Beschaffungsverfahren absehen oder Risikoaufschläge in ihre Angebote einpreisen, um eventuelle Marktentwicklungen, die während der i.d.R. drei- bis fünfjährigen Vorlaufzeit sowie des bis zu zehn Jahre andauernden Erbringungszeitraums entstehen können, abzumildern. Das Beschaffungskonzept ist nach der ersten Marktkonsultation daher zunächst dahingehend geändert worden, dass das Preisrisiko für die Anbieter hinsichtlich der sich ergebenden alternativen Vermarktungsmöglichkeiten reduziert wird, indem der vom Anbieter für das erste Jahr der Vertragslaufzeit ausgewiesene Opportunitätskostenanteil seines Angebotspreises für alle Jahre des Erbringungszeitraums ex-post anhand realer Marktergebnisse indexiert und erstattet wird (siehe sogleich). Als heranzuziehender Index wurde zunächst der ID-AEP gewählt. Gleichzeitig wurde eine Nachweis- und Begründungspflicht zur Höhe des im Angebot ausgewiesenen Opportunitätskostenanteils konsultiert. Diese Regelungen kritisierten sodann EnBW und vgb in der zweiten sowie EnBW, RWE und vgb in der dritten Marktkonsultation. Ihrer Meinung nach stünde ein Nachweis von Opportunitätskosten im Widerspruch zur marktlichen Beschaffung.

Auch gäbe es keine Notwendigkeit für eine Regulierung der Marktpreise, da sich vorliegend Angebot und Nachfrage treffen sollten, um den entsprechenden Preis der angebotenen Leistung zu definieren. Irritierend ist, dass sich EnBW und vgbE damit nicht nur in Widerspruch zu ihren o.g. Beiträgen aus der ersten Marktkonsultation zu setzen scheinen, sondern zusätzlich weiterhin angaben, eine Dynamisierung der Kosten grundsätzlich für sinnvoll zu halten. Konstruktive Vorschläge, wie nach ihrer Vorstellung mit dem Problem umgegangen werden sollte, blieben allerdings aus. Unabhängig davon ist der Argumentation allerdings auch inhaltlich entgegenzutreten, s.u.

In der dritten Marktkonsultation wurde textlich klargestellt, dass die Kosten für das erste Jahr des Erbringungszeitraums (und nicht „der Vertragslaufzeit“) separat ausgewiesen werden müssen. Insbesondere aber wurde der Index zur Anpassung der Opportunitätskosten geändert. Uniper machte geltend, die konsultierte Regelung helfe dem Anbieter nicht, Risiken bezüglich der Entwicklung der Opportunitätskosten während der Vertragslaufzeit besser zu handhaben. Die Regelung solle daher zumindest freiwillig sein, denn der Anbieter solle nicht verpflichtet sein, die Opportunitätskosten separat auszuweisen. Um etwaigen Befürchtungen hinsichtlich eines überbordenden Aufwands zur Begründung des im Angebot auszuweisenden Opportunitätskostenanteils abzuweichen, wurde die Nachweis- und Begründungspflicht betreffend die im Angebot ausgewiesenen Opportunitätskosten nicht in das festgelegte Beschaffungskonzept übernommen. Die Beschlusskammer hat damit auch entsprechende Kritikpunkte von EnBW, RWE und vgbE aus der zweiten sowie von BDEW, EnBW und vgbE aus der dritten Marktkonsultation aufgenommen. Zwar schließt sie sich der vorgetragenen Argumentation, wonach ein Nachweis von Opportunitätskosten im Widerspruch zur marktlichen Beschaffung stünde, nicht an. Diese Argumentation ist mangels Begründung schon nicht nachvollziehbar. Ein grundsätzlicher Nachweis der Opportunitätskosten erscheint der Beschlusskammer allerdings verzichtbar, da er einen erhöhten Begründungsaufwand verursacht und nunmehr durch die Regelung in Abschnitt I.1. S. 3 eine fallspezifische Kontrollmöglichkeit betreffend die Kalkulation der Opportunitätskosten vorgesehen ist. Auch ist zuzugestehen, dass eine obligatorische Nachweispflicht des Opportunitätskostenanteils potentielle Interessenten von einer Gebotsabgabe abhalten könnte, da aus Sicht eines Bieters Ungewissheit bestehen könnte, ob der ÜNB die vorgelegten Nachweise akzeptieren wird oder sie ablehnt. Daher hat die Beschlusskammer sich dazu entschieden, auf die grundsätzliche Pflicht der Anbieter zum Nachweis der Opportunitätskosten bei der Gebotsabgabe zu verzichten.

Hinsichtlich der zuletzt konsultierten Regelung, wonach die Opportunitätskosten für den Erbringungszeitraum indexiert und die Vergütung entsprechend angepasst werden sollte, befürchtete das Bundeskartellamt, dass aufgrund der Nichtberücksichtigung von Preisentwicklungen bis zum Beginn des Erbringungszeitraums für die Anlagenbetreiber ein hohes Fehlerrisiko in der Prognose bestehe und als Risikoaufschlag eingepreist werden dürfte. Diese Befürchtung ist aus Sicht der Beschlusskammer valide, weswegen die Regelung dahingehend umformuliert wurde, dass die vom Anbieter ausgewiesenen Opportunitätskosten in der gesamten Zeit zwischen Angebotsabgabe und Ende des Erbringungszeitraums indexiert werden. Klargestellt sei, dass trotz der Indexierung der Opportunitätskosten ab Angebotsabgabe eine Vergütung ausschließlich während des Erbringungszeitraums erfolgt.

**Abschnitt I.I. S. 2** legt fest, dass Opportunitätskosten auf Basis des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres vor Ablauf der Angebotsabgabefrist separat in Euro pro MW und Jahr auszuweisen sind, um den Anteil etwaiger Opportunitätskosten im Angebot abzuschätzen. Voranzustellen ist zunächst, dass die Ausweisung des Opportunitätskostenanteils im Angebot zwingend nötig ist. Es muss klar sein, auf welchen Betrag der sich aus Abschnitt I.I. S. 7 ergebende Index angewendet wird. Zudem wird mit der nunmehr festgelegten Formulierung den Bedenken des Bundeskartellamtes Rechnung getragen, wonach sichergestellt werden soll, dass der vom Anbieter ausgewiesene Opportunitätskostenanteil realistisch kalkuliert wird: Durch die Vorgabe des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres vor der Angebotsabgabefrist (vgl. Abschnitt J.II. Nr. 13) als Basis für die Abschätzung der Opportunitätskosten wird in Zweifelsfällen eine Überprüfbarkeit der Kalkulation der Opportunitätskosten erleichtert. Klarzustellen ist, dass auch im Falle eines Neubaus oder eines Umbaus die (hypothetischen) Opportunitätskosten des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres plausibel zu schätzen sind.

Einem ähnlichen Zweck dient auch die Regelung in **Abschnitt I.I. S. 3**, wonach der beschaffende ÜNB einen Nachweis über die Opportunitätskosten verlangen kann, wenn diese offenkundig überhöht erscheinen. Ein solcher Fall könnte beispielsweise dann auftreten, wenn im Angebotspreis eines Gaskraftwerks ein Opportunitätskostenanteil von 90 % ausgewiesen würde. Die Vorschrift soll die Bieter dazu anhalten, die Opportunitätskosten sowie deren Anteil am Angebotspreis realistisch zu kalkulieren. Damit soll vermieden werden, dass Anbieter Preisbestandteile, die keine Opportunitätskosten sind, willkürlich den Opportunitätskosten zuordnen. Dies gilt umso mehr, da die Opportunitätskosten mit

dem in Satz 7 festgelegten Index angepasst werden und dem Anbieter insoweit ein Teil des Marktrisikos abgenommen wird. Gleichzeitig sollen die Regelungen in Abschnitt I.I. S. 2 und S. 3 in zweifelhaften Fällen eine Überprüfung der Opportunitätskosten bzw. ihres Anteils im Rahmen einer Missbrauchskontrolle durch das Bundeskartellamt ermöglichen.

Nach **Abschnitt I.I. S. 4** werden die im Angebot ausgewiesenen Opportunitätskosten anhand des in Satz 7 festgelegten Index fortgeschrieben. Eine Indexierung findet nunmehr sowohl während der Vorlaufzeit als auch während des gesamten Erbringungszeitraums statt, um den Anbietern das Risiko unvorhergesehener Marktentwicklungen während dieser letztlich sehr langen Zeitdauer zumindest teilweise abzunehmen. Zwar führt diese Regelung dazu, dass der Angebotspreis, welcher Grundlage des Zuschlags war, bereits für das erste Jahr des Erbringungszeitraums angepasst und damit verändert werden könnte. Dennoch sieht die Beschlusskammer die Regelung als notwendig an. Anderenfalls dürften, wie bereits dargelegt, deutliche Risikoaufschläge eingepreist werden, wodurch die marktgestützte Beschaffung erheblich verteuert werden dürfte. Diesbezüglich teilt die Beschlusskammer die Einschätzung des Bundeskartellamtes, dass die Bedeutung der Kosten des ersten Jahres bei längeren Erbringungszeiträumen im Vergleich zu einem möglicherweise eingepreisten Risikoaufschlag stark abnehmen dürfte. Die Regelung dient damit der Begrenzung der auch von den Konsultationsteilnehmern angesprochenen Risikoaufschläge und so gleichzeitig auch der Begrenzung der von den Netznutzern zu tragenden Kosten. Zudem wird hierdurch der von einigen Konsultationsteilnehmern befürchtete Gefahr begegnet, dass die Beschaffung nicht mehr effizient sei (wenn es überhaupt zu Angeboten unterhalb der Preisobergrenze komme). Die festgelegten Regelungen sollen vermeiden, dass Angebote wegen Risikoaufschlägen eine ggf. vom beschaffenden ÜNB gesetzte Preisobergrenze überschreiten bzw. Beschaffungsverfahren aufgehoben werden müssen, weil sie zu keinem wirtschaftlichen Ergebnis geführt haben.

Soweit die Konsultationsteilnehmer argumentieren, dass die Angebotskalkulation auch aufgrund übriger, sich verändernder Kosten schwierig sei, ist zu erwidern, dass Anbieter üblicherweise auch in anderen Märkten vorab und für einen langen Zeitraum entscheiden müssen, ob sie Investitionen tätigen, die sich erst über einen Zeitraum von mehreren Jahren bzw. Jahrzehnten rentieren. Eine derartige Entscheidung ist z.B. jede Investitionsentscheidung hinsichtlich eines Anlagenneubaus.

**Abschnitt I.I. S. 5** definiert den Begriff Opportunitätskosten als Kosten, die dann anfallen können, wenn die Vermarktung der Anlage durch die Vorhaltung oder Erbringung von Schwarzstartfähigkeit eingeschränkt ist. Grundsätzlich können Anlagen, die für die Schwarzstartfähigkeit vorgehalten werden, ihre Leistung und ihre Arbeit während des Erbringungszeitraums frei vermarkten. Allerdings besteht für alle bezuschlagten Schwarzstartanlagen eine Pflicht zur Bevorratung einer Mindestmenge an Primärenergie (siehe Abschnitt C.I.3.a), wenn der beschaffende ÜNB dies fordert. Sofern die Primärenergie aus von vor Ort vorgehaltenen Brennstoffen besteht, muss während des gesamten Erbringungszeitraums eine Brennstoffmenge i.H.v.  $W_{\min}$  vorgehalten werden. Diese kann nicht anderweitig an den Märkten für Fahrplanenergie (z. B. Day-Ahead- und Intraday-Handel der Strombörsen) oder für Regelreserve vermarktet werden. Betroffen sind nach dem Verständnis der Beschlusskammer vor allem Speicherkraftwerke (z.B. Pumpspeicher, Batteriespeicher).

Gemäß **Abschnitt I.I. S. 6** wird die Vergütung der Opportunitätskosten jährlich angepasst und erfolgt auf Basis eines Index, welcher von den ÜNB jährlich ex-post berechnet wird. Die Beschlusskammer hat damit den von Engie und Onyx in der ersten Marktkonsultation angedeuteten Ansatz aufgegriffen, die Erbringung über Preiskomponenten mit einem "Startpreis" in Jahr 1 der Erbringung zu verwenden und diesen mit einem geeigneten Index jährlich zu entwickeln. Der im Angebotspreis ausgewiesenen Opportunitätskostenanteil für das erste Jahr des Erbringungszeitraums ist die Ausgangsbasis, auf die die Indizierung für die Folgejahre angewendet wird. Eine jährliche Anpassung der Vergütung für den im Angebotspreis ausgewiesenen Opportunitätskosten-Anteil erlaubt eine kontinuierliche Anpassung der Opportunitätskosten. Dabei ist eine ex-post Berechnung gewählt worden, um tatsächliche Marktentwicklungen berücksichtigen zu können. Auf diese Weise können die entgangenen Erlöse aus alternativen Vermarktungsmöglichkeiten abgebildet werden.

Der BDEW schlägt in der dritten Marktkonsultation vor, die Opportunitätskosten ex-post zu beziffern und ex-ante lediglich eine konkrete Berechnungsformel anzugeben, die für jedes Jahr neue Kostenansätze erlaube. Ähnlich argumentiert auch [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

Die Beschlusskammer versteht die Vorschläge von BDEW und [REDACTED] so, dass sie den Anteil der Opportunitätskosten nach Bezuschlagung ändern und jeweils jährlich oder monatlich ex-post anpassen können möchten. Würde man solch eine ex-post-Änderung zulassen, so könnte diese jedoch dazu führen, dass jeder Anbieter seinen Opportunitätskostenanteil anhand der im Nachhinein bekannten Marktergebnisse optimieren und Vermarktungsalternativen zugrunde legen könnte, die er tatsächlich nicht genutzt hätte. Derartige nachträgliche Optimierungspotentiale zu Lasten des Netznutzers sind aus Sicht der Beschlusskammer zu unterbinden.

Auf Basis der abgegebenen Stellungnahmen hatte die Beschlusskammer auch erwogen, zuzulassen, dass der Anbieter den Anteil seiner Opportunitätskosten ex-ante ab dem zweiten Erbringungsjahr jeweils vor dem nächsten Erbringungsjahr ändern kann. Um zu verhindern, dass die Anbieter sich sodann willkürlich optimieren, sondern die realen, sich auf Basis neuerer Erkenntnisse ergebenden Anteile der entgangenen Erlöse an den Opportunitätskosten nach bestem Wissen und Gewissen nachzeichnen, hätte auch eine Begründungspflicht für den Anbieter sowie eine Überprüfungspflicht durch den beschaffenden ÜNB normiert werden müssen.

Diese Variante hat die Beschlusskammer allerdings wieder verworfen, da die Anbieter das Risiko einer sich aus der Prüfung ergebenden Ablehnung einkalkulieren und daher letztlich ähnliche Angebotspreise verlangen würden, als wenn keine Anpassungsmöglichkeit während des Erbringungszeitraums bestünde. Aus Sicht des Netznutzers würden dann keine Kosten eingespart: Im Gegenteil wäre sogar davon auszugehen, dass die Anbieter den Opportunitätskostenanteil nur in solchen Fällen während des Erbringungszeitraums anpassen würden, wenn dieser gegenüber den ursprünglichen Kalkulationen vorteilhaft wäre. Dies könnte sogar zu weiteren Kostensteigerungen der marktlichen Beschaffung im Vergleich zu der jetzt festgelegten Opportunitätskostenvergütung führen.

Entgegen dem zunächst konsultierten Ansatz, die Opportunitätskosten auf Basis der Veränderung des jährlichen arithmetischen Mittels des ID-AEP<sup>21</sup> anzupassen, erfolgt nunmehr gemäß **Abschnitt I.I. S. 7** eine Anpassung der Opportunitätskosten mit Hilfe der Veränderung des jährlichen arithmetischen Mittels der sich im börslichen Day-Ahead-Stundenhandel jeweils täglich ergebenden Preisdifferenz (Spread) zwischen der teuersten und der günstigsten Stunde des Tages. So hat etwa Uniper in der zweiten Marktkonsultation geltend gemacht, dass beispielsweise bei Pumpspeicherkraftwerken die Volatilität des Marktpreises entscheidend für die Bewertung der Opportunität sei und nicht die Entwicklung des zunächst konsultierten ID-AEP über ein Jahr. Auch Eco Stor hat einen Ansatz vorgeschlagen, der sich auf die Berücksichtigung der Spreads bei den Opportunitätskosten für Batteriespeicher bezieht (s.u.).

Wie in der Beschlussbegründung zu Abschnitt I.I. S. 5 dargelegt, betreffen die Regelungen zur Erstattung von Opportunitätskosten insbesondere Schwarzstartanlagen, die mit vor Ort gespeicherten Primärenergieträgern betrieben werden und damit vor allem Speicher. Im Gegensatz zu Schwarzstartanlagen, die über eine leitungsgebundene Brennstoffversorgung verfügen (z.B. Gas) und deren Vermarktungsmöglichkeiten durch die Vorhaltung der Schwarzstartfähigkeit i.d.R. nicht eingeschränkt werden, werden die Opportunitätskosten bei Speichern vor allem aus der Preisdifferenz zwischen Einspeicherung/Einkaufspreis und Ausspeicherung/Verkaufspreis bestimmt. Der nunmehr vorgesehene Index berücksichtigt dies, indem er auf die zeitliche Entwicklung dieser sog. „Spreads“ abstellt. Maßgeblich ist folglich nicht die absolute Höhe des Spreads, sondern deren Veränderung im Laufe des Erbringungszeitraums. Erhöht sich der Spread demzufolge von einem auf das nächste Jahr, erhöht sich im Folgejahr auch die Vergütung für den vom Anbieter im Angebotspreis für das erste Jahr des Erbringungszeitraums angegebenen Opportunitätskostenanteil entsprechend. Sinkt der Spread hingegen von einem auf das nächste Jahr, sinkt im Folgejahr auch die Vergütung für den vom Anbieter im Angebotspreis für das erste Jahr des Erbringungszeitraums angegebenen Opportunitätskostenanteil entsprechend. Betrachtet wird dabei der börsliche Day-Ahead-Stundenhandel an derjenigen Strombörse, die im jeweiligen Jahr des Erbringungszeitraums das höchste Handelsvolumen für Stundenkontrakte am Spotmarkt für das Marktgebiet Deutschland aufgewiesen hat. Die Berücksichtigung der Preise aus dem Day-Ahead-

---

<sup>21</sup> Die Genehmigung des ID-AEP (BK6-19-552 vom 11.05.2020) ist online abrufbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK6-GZ/2019/BK6-19-552/Beschluss/BK6-19-552\\_Beschluss.html?nn=871866](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2019/BK6-19-552/Beschluss/BK6-19-552_Beschluss.html?nn=871866).

Stundenhandel hat den Vorteil, dass von einer hinreichend hohen Liquidität des Marktes ausgegangen und eine Nicht-Manipulierbarkeit des Index unterstellt werden kann. Aufgrund der von der Strombörse vorgenommenen täglichen Veröffentlichung der Preise aus dem Day-Ahead-Stundenhandel kann die Höhe des Index zudem transparent im Nachhinein nachvollzogen werden.

Uniper meint, die Bestimmung der Opportunitätskosten sei komplex, weswegen deren Ansatz für jede einzelne Technologie vorgegeben werden solle. Damit würde die nach Unipers Meinung unnötige Begründung entfallen und eine gewisse Systematik sichergestellt. Einen Vorschlag, wie ein entsprechender technologiespezifischer Ansatz ausgestaltet sein könnte, macht Uniper allerdings nicht, sondern beschränkt sich auf die von ihnen in der zweiten Marktkonsultation geäußerte Erwägung, dass ggf. andere Indizes als der zunächst konsultierte ID-AEP geeigneter seien, z.B. Öl- bzw. Gaspreis-Indizes. Auch Engie hat in der dritten Marktkonsultation in eine ähnliche Richtung argumentiert: Die vorgeschlagene Formel berücksichtige nur die Opportunitäten im Rahmen des vortäglichen Handels. Die Vermarktung von Kraftwerken- und Speichern erfolge jedoch auch innerhalb des Tages oder im Regelreservemarkt, wobei die Vermarktungsanteile in den jeweiligen Segmenten unterschiedlich seien und schwankten. So seien noch vor wenigen Jahren Pumpspeicher in der Primärregelleistung (PRL) vermarktet worden, jedoch sei mittlerweile durch die europäische Beschaffung und damit einhergehenden sinkenden Erlösen aus der PRL eine Vermarktung in der Sekundärregelleistung attraktiver geworden. Weitere schwarzstartfähige Anlagen seien dahingegen als Reserven vermarktet und würden nur sehr selten aktiviert. Diese unterlägen dann eher Preisschwankungen hinsichtlich ihrer Brennstoffe – welche auch eine starke Dynamik erlebt hätten. Die grundsätzliche Änderung des Marktdesigns oder der Preiszonen während der Vertragsdauer sei möglich. Eine Evaluierung der Opportunitäten sollte daher in Betracht gezogen werden. Daher schlägt Engie eine differenzierte Indexierung startend von unterschiedlichen Erlössockeln vor. Während Anlagen, die ihre Opportunitätskosten im Bereich eines vortäglichen Spreads hätten, durch die festgelegte Formel gut abgedeckt seien, seien andere Anlagen nicht ausreichend berücksichtigt. Daher solle zwingend im Vermarktungskonzept angegeben werden, auf welchen Märkten die Anlagen aktiv seien (prozentuale Gewichtung der Vermarktungssegmente). Auf dieser Basis solle ein sog. Vermarktungssockel für jedes Marktsegment (Day-Ahead, Intraday, Regelreserve) bestimmt werden. Die Indexierung des jeweiligen Sockels solle dann der Preisentwicklung auf den Märkten folgen.

Der Wunsch nach Differenzierung ist grundsätzlich nachvollziehbar. Richtig ist, dass die betroffenen Schwarzstartanlagen nicht nur an den Märkten für Fahrplanenergie (z.B. Day-Ahead- und Intraday-Handel der Strombörsen), sondern auch an den Märkten für Regelreserve vermarktet werden und sich ihre entgangenen Vermarktungsmöglichkeiten daher unterscheiden können, je nachdem, welcher Anteil ihrer Kapazität an welchem Markt vermarktet worden wäre. Aus folgenden Gründen wurde jedoch davon abgesehen, im Rahmen der Indexierung neben entgangenen Erlösen aus dem Day-Ahead-Markt auch entgangene Erlöse aus anderen Märkten zu berücksichtigen: Gegen eine Heranziehung des Regelreservemarktes bei der Indexierung spricht, dass historische Werte vor dem Hintergrund des sich ändernden Marktdesigns bei der Regelreserve (beispielsweise aufgrund der Inbetriebnahme der europäischen Plattform PICASSO für den Austausch von Sekundärregelarbeit und der Ausweitung internationaler Kooperationen bei der Primärregelreserve) kaum aussagekräftig wären. Aber nicht nur diese Probleme haben die Beschlusskammer veranlasst, den Index nicht an den Regelreservemärkten zu orientieren. Auch die geringe Wettbewerbsintensität auf dem nationalen Markt für Sekundärregel- und Minutenreserve steht der Bildung eines an die Regelenergiemärkte gekoppelten Preisindex entgegen. Denn dies könnte bei einer Einbeziehung der Regelreservemärkte dazu führen, dass sich die auf den Regelreservemärkten wiederholt aufgetretenen Probleme in Gestalt von nicht erklärbaren erheblichen Preisspitzen bzw. Preisverwerfungen auch auf die Schwarzstartfähigkeit übertragen würden. So kam es in der Vergangenheit etwa bei der Sekundärregelleistung in Zeiten einer eingeschränkten Verfügbarkeit von Pumpspeichern zu enormen Preissprüngen, welche im Falle eines Abstellens auf die Preisentwicklung automatisch zu einer Kostensteigerung bei der Schwarzstartfähigkeit führen würde. Zudem ist zu berücksichtigen, dass zwischen den Märkten für Fahrplanenergie und Regelreserve eine gegenseitige Abhängigkeit besteht. So werden rational agierende Anbieter im Rahmen ihrer Gebotsstellung in einem Markt immer auch die Opportunitätskosten berücksichtigen, die sie bei einer nicht möglichen Alternativvermarktung in anderen Märkten erzielen könnten.

Eine Bestimmung des Opportunitätskosten-Index auf Basis des Intraday-Handels sieht die Beschlusskammer als problematisch an, da dieser Markt im Vergleich zum Day-Ahead-Markt deutlich geringere Handelsvolumina aufweist und ein entsprechender Index

daher weniger robust wäre.<sup>22</sup> Im Falle geringer Handelsvolumina besteht immer die Gefahr, dass Anbieter durch eine entsprechende Gebotsstellung den Index zu ihrem Vorteil beeinflussen könnten. Vor diesem Hintergrund hat sich die Beschlusskammer dazu entschlossen, zur Bestimmung des Index nur auf den börslichen Day-Ahead-Stundenhandel abzustellen.

Nur Eco Stor hat einen (teilweisen) Ansatz zur Ermittlung der Opportunitätskosten vorgeschlagen: ECO Stor bezieht sich dabei allerdings lediglich auf Batteriespeichieranlagen. Nach ihrer Darstellung würden Opportunitätskosten für Batteriespeicher aus der Nicht-Teilnahme an den Regelenenergie- und Spotmärkten resultieren und die dadurch entgangenen Erlöse darstellen. Zwar sei Eco Stor nicht bekannt, welches Verfahren zur Ermittlung entgangener Regelenenergie-Erlöse robust nachvollziehbar sei; zum Verfahren der Nachbildung entgangener Spotmarkt-Erlöse schlagen sie jedoch die Nutzung des Verfahrens nach T. Kern, FFE<sup>23</sup>, vor. Eco Stor habe dieses Verfahren nachgebildet und mit historischen Marktdaten auf Basis von Day-Ahead Auktionen, Intraday-Auktionen und dem Intraday-Continuous ID3 Index zuverlässige Erlösberechnungen ermittelt. Das Verfahren, auf welches Eco Stor verweist, stellt ein Optimierungsmodell dar, mit dem der Einsatz von Batteriespeichern am Day-Ahead- und Intraday-Markt im Vergleich zum Markt für PRL simuliert werden soll. In dem Modell ergeben sich für jeden Tag acht Optimierungsläufe, wobei sich jeder Optimierungslauf aus einer Kombination von bekannten kontinuierlichen Intraday-Preisen, Intraday-Auktionspreisen, Day-Ahead-Preisen sowie einer Day-Ahead-Preisprognose zusammensetzt. Nach einem Optimierungslauf werden jeweils Fahrpläne und Speicherfüllstände für den nächsten Lauf übergeben. Dieses Verfahren mag tatsächlich realitätsnahe Ergebnisse erzeugen, wenn es um die ex-ante zu treffende Vermarktungsentscheidung bei Batteriespeichern geht. Für die hiesigen Zwecke erscheint das Verfahren nach Auffassung der Beschlusskammer jedoch nicht geeignet: Zum einen zielt der Opportunitätskostenindex darauf ab, ex-post eine sachgerechte Anpassung der im Angebot ausgewiesenen Opportunitätskosten vornehmen zu können. Für die Beschlusskammer ist nicht ersichtlich, ob und wie das o.g. Optimierungsmodell dies leisten könnte. Zum anderen erscheint das Verfahren äußerst komplex und im Nachhinein nur schwer

---

<sup>22</sup> In der Intraday-Auktion der EPEX SPOT, deren Preise alternativ als Basis für die Bestimmung des Opportunitätskostenindex<sup>4</sup> dienen könnten, wurden im Jahr 2021 nur rund 7,64 TWh gehandelt. Demgegenüber belief sich das Handelsvolumen in der gekoppelten Day-Ahead 12 Uhr-Auktion auf rund 218,7 TWh, von denen 180,8 TWh über die EPEX SPOT eingestellt wurden. Vgl. Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2022, S. 263.

<sup>23</sup> Online abrufbar unter <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/rueckwirkungen-von-batterie-vermarktungsoptionen-auf-den-strom-markt/>.

nachvollziehbar. Schließlich betrachtet das vorgeschlagene Verfahren lediglich die Optimierung der Vermarktung von Batteriespeichern; ob das Verfahren auch für die Betrachtung der Opportunitätskostenentwicklung anderer Technologien geeignet wäre, ist für die Beschlusskammer nicht ersichtlich.

Die Beschlusskammer hat sich dazu entschlossen, die unterschiedliche Kostenbasis verschiedener Schwarzstarttechnologien mit Hilfe eines relativ einfach umsetzbaren und transparenten Ansatzes abzubilden: So wird der Index zur Anpassung der Opportunitätskosten zwar vorgegeben, den jeweiligen Anbietern wird jedoch insoweit Spielraum gelassen, als sie den Opportunitätskostenanteil ihres Angebotes für das erste Jahr des Erbringungszeitraums bestimmen können. Damit wird berücksichtigt, dass die Opportunitätskosten bei unterschiedlichen Schwarzstarttechnologien einen unterschiedlichen Anteil an der Gesamtpreiskalkulation darstellen.

Bei der Bestimmung des Index wird jeweils der Vermarktungszeitraum eines Tages betrachtet. Für diesen Zeitraum wird die jeweils günstigste und die jeweils teuerste Stunde des Tages für die Berechnung des Spreads herangezogen. Dieser Ansatz erscheint aus Sicht der Beschlusskammer vorteilhaft, da die Bestimmung des Index von den Marktteilnehmern im Nachgang leicht nachvollzogen werden kann. Zwar können auf diese Weise nicht alle Eventualitäten berücksichtigt werden, z.B. dass ein Speicher aus betriebswirtschaftlichen Gründen nicht am selben Tag entleert und wieder gefüllt wird. Da jedoch unterstellt wird, dass der Speicher an jedem Tag des Jahres stets zum Höchstpreis entleert und zum günstigsten Preis wieder gefüllt wird, hält die Beschlusskammer diesen Ansatz für einen guten Kompromiss aus Praktikabilität und Entgegenkommen gegenüber dem Markt. Zudem ist nicht die absolute Höhe des Spreads, sondern dessen Veränderung im Laufe des Erbringungszeitraums maßgeblich.

Die Berücksichtigung weiterer Indizes bei der Vergütung ist aus Sicht der Beschlusskammer nicht erforderlich: Auch bei anderen Vermarktungsentscheidungen tragen die Anbieter unternehmerische Risiken. Dabei kann es sich z.B. um ein sich anders als erwartet veränderndes Wettbewerbsumfeld oder um Kostensteigerungen bei den Inputfaktoren handeln (z.B. Lohnsteigerungen, Inflation). Insofern handelt es sich bei dem Markt für Schwarzstartfähigkeit zunächst um nichts Anderes. Im Gegensatz zu den anderen Märkten binden sich die Anbieter im Markt für Schwarzstartfähigkeit jedoch für einen bestimmten, mehrjährigen Zeitraum. Das diesbezüglich ausschlaggebende Prognoserisiko wird

jedoch durch die Indexierung des Opportunitätskostenanteils im Angebot abgemildert, da zum Zeitpunkt der Angebotsabgabe noch nicht absehbare fundamentale Entwicklungen sich auch in den Preisen im Day-Ahead-Stundenhandel niederschlagen werden und insofern vom jährlich ex-post berechneten Index erfasst werden (s.o.).

Zu erwähnen ist noch, dass Marktrisiken, die sich allgemein aus veränderten Beschaffungskosten für Primärenergie ergeben, nach dem festgelegten Beschaffungskonzept gerade nicht bzw. nur zu einem minimalen Anteil eingepreist werden müssen: Denn eine Primärenergiebeschaffung für Zwecke der Schwarzstartfähigkeit ist nur dann notwendig, wenn diese Primärenergie tatsächlich benötigt wird. Dies ist nur bei Betriebs- und Schwarzstartversuchen oder bei einem realen Netzwiederaufbau der Fall. Der Anteil der Kosten für die bei Betriebs- und Schwarzstartversuchen aufgewendete Primärenergie macht aufgrund der seltenen Einsätze einen vernachlässigbaren Anteil an den Gesamtkosten für die Vorhaltung der Schwarzstartfähigkeit aus. Die Kosten für die im Fall eines realen Netzwiederaufbaus genutzte Primärenergie werden zudem ohnehin gemäß Abschnitt I.II. erstattet. Soweit mithin Risikoaufschläge in die Angebotspreise einkalkuliert werden, die nicht über die Indexierung der Opportunitätskosten abgedeckt werden, bestehen diese für alle Anbieter und beeinflussen die Vergleichbarkeit der für das erste Jahr des Erbringungszeitraums auszuweisenden Angebotspreise („Startpreise“) nicht.

Vereinzelte wird gefordert, dass die ansonsten üblichen Klauseln für wirtschaftliche Unzumutbarkeit Berücksichtigung finden sollten oder ein Sonderkündigungsrecht mit Vorlaufzeit von einem Jahr implementiert werden sollte. Allerdings wird der Zuschlag im Beschaffungsverfahren für den gesamten Erbringungszeitraum erteilt. Nach Auffassung der Beschlusskammer kommt daher eine wirtschaftliche Unzumutbarkeit nur in Ausnahmefällen in Betracht um zu verhindern, dass Anlagen inmitten des Erbringungszeitraums, für welchen sie kontrahiert wurden, wegfallen. Dies würde der Bedeutung der Kontinuität der dem Schwarzstart zugrundeliegenden Prozesse widersprechen sowie die Vergleichbarkeit der Angebote ausschließen. Als zivilrechtliche Materie ist dies allerdings nicht Gegenstand der vorliegenden Festlegung. Soweit ein Sonderkündigungsrecht z.B. wegen irreparabler Schäden gefordert wird, gelten ebenfalls die zivilrechtlichen Regelungen.

Nach **Abschnitt I.I. S. 8** sind die dem Index zu Grunde liegenden Preise die Preise derjenigen Strombörse, die im jeweiligen Jahr des Erbringungszeitraums das höchste Han-

delsvolumen für Stundenkontrakte am Spotmarkt für das Marktgebiet Deutschland aufgewiesen hat. So wird sichergestellt, dass das Marktvolumen groß genug ist, um die Robustheit des Index gegen Marktmanipulationen zu gewährleisten.

Gemäß **Abschnitt I.I. S. 9** erfolgt die Anpassung der Vergütung der Opportunitätskosten auf Basis der jährlichen Veränderung des Index. So wird der Index in regelmäßigen Zeitabständen angepasst, die ausreichend lang sind, um den Aufwand zur Berechnung und Auszahlung der Vergütung durch die ÜNB in Grenzen zu halten, andererseits aber auch eine Auszahlung der Vergütung an die Anbieter zeitnah zu den Zeiträumen erlaubt, in denen die Erlöse tatsächlich entgangen sind. Auf diese Weise kann sowohl dem Interesse der Anbieter auf eine zeitnahe Vergütung als auch dem Interesse der ÜNB auf einen akzeptablen Berechnungs- und Vergütungsaufwand Rechnung getragen werden.

Um Streitigkeiten über den Umfang der vergüteten Leistungen zu vermeiden, regelt **Abschnitt I.II.S.1**, dass mit der Vergütung alle Leistungen im Zusammenhang mit der Erbringung von Schwarzstartfähigkeit vollständig abgegolten sind. Im Angebotspreis enthalten sind nach **Abschnitt I.II.S.2** auch ein initialer Betriebsversuch sowie ein Betriebsversuch pro Fünfjahresintervall des Erbringungszeitraums und ein Schwarzstartversuch pro Einjahresintervall des Erbringungszeitraums. Dies setzt auf den MASN auf und setzt eine Forderung aus der ersten Marktkonsultation um, wonach eine verbindliche Anzahl möglicher Betriebs- und Schwarzstartversuche angegeben werden solle.

Statkraft argumentiert, ein fixer Preis für Abrufe im Testbetrieb erscheine aufgrund der massiven Änderungen im Energiemarkt und der damit verbundenen schwer vorzunehmenden Bepreisung über einen längeren Zeitraum nicht sachgerecht. Ein realistisches Gebot könne der Anbieter nur dann abgeben, wenn er wisse, wievielmals im Jahr er maximal sowohl im Test als auch tatsächlich abgerufen werden könne. Realisierte Abrufe könnten beispielsweise gesondert je nach aktuellem Marktpreis vergütet oder die Angebotsabgabe für unterschiedliche Zeiträume zugelassen werden. Ähnlich argumentiert auch LEAG, die fordern, erforderliche Schwarzstart- und Betriebsversuche separat und auf Basis einer Kostennachweisführung des Bieters gegenüber dem Anschlussnetzbetreiber abzurechnen. Für Abrufe im Falle eines Netzwiederaufbaus ist die Beschlusskammer diesen Forderungen nachgekommen, hinsichtlich der Abrufe für Versuche hält sie die

Bezifferung der Anzahl möglicher Versuche für ausreichend, denn entsprechende Abrufkosten dürften sich in Grenzen halten und können in den Angebotspreis einkalkuliert werden.

Falls es erforderlich ist, weitere, nicht in Abschnitt H.II. S. 2 aufgezählte Betriebsversuche während des Erbringungszeitraums durchzuführen, haben sich ÜNB und Anbieter über die zusätzlich zu erstattenden Kosten zu verständigen. Betreffend die Regelung zu den Betriebsversuchen sei klargestellt, dass die Regelung in § 15 Abs. 4 MASN, wonach „zu Vertragsbeginn“ ein initialer Betriebsversuch innerhalb der ersten zwölf Monate des Vertrages durchzuführen ist, dahingehend gehandhabt werden kann, dass die Durchführung des ersten Betriebsversuches nach Absprache zwischen Anlagenbetreiber und beschaffendem ÜNB auch kurz vor Beginn des Erbringungszeitraums (soweit die Schwarzstartanlage zu diesem Zeitpunkt bereits betriebsbereit ist) oder in den ersten zwölf Monaten nach dessen Beginn stattfinden kann. Entsprechendes gilt für § 14 Abs. 2 MASN zu den Schwarzstartversuchen.

Teilnehmer der ersten Marktkonsultation machten geltend, dass der tatsächliche Umfang eines Betriebsversuchs bilateral zwischen Anbieter und ÜNB spezifisch für den Versuch abgestimmt werde („Versuchsplan“); er könne sich demnach auch ändern. Der Versuchsplan sei vorab nicht bekannt. Im Angebot einen fast „beliebigen“ Versuchsumfang einpreisen zu müssen, führe zwangsläufig zu höheren Angebotspreisen (Schadensrisiken, Opportunitätskosten usw.). Aus diesem Grund ist nunmehr auch eine Indikation des Umfangs der im Erbringungszeitraum durchzuführenden Betriebs- und Schwarzstartversuche bekanntzumachen (Abschnitt J.II. Nr. 10).

BDEW, EnBW, RWE und vgb bringe ein, dass mit Schwarzstartversuchen, insbesondere aber mit Betriebsversuchen, bspw. infolge der Lastsprünge eine nicht unerhebliche Anlagenbelastung verbunden sei, die im Normalbetrieb nicht auftrete. Die Ausfallrisiken (unter Berücksichtigung etwaiger Maschinenbruchversicherungen, Betriebsunterbrechungsversicherungen bzw. eigenen Ausfallreserven etc.) seien sehr anlagenspezifisch. Sie müssten daher – genau wie alle anderen anlagenspezifischen Kriterien – nicht als Bestandteil des Vergütungspreises, sondern im Rahmen der Punktbewertung (bspw. nach Höhe der Absicherungskosten sortiert) berücksichtigt werden. Die Absicherungskosten müssten dazu vom Teilnehmer ausgewiesen und separat vergütet werden. Dem

ist zu entgegnen, dass ein zusätzliches Auswahlkriterium die Auswahlentscheidung unnötig verkomplizieren würde, ohne an dieser Stelle einen nennenswerten Mehrwert zu bieten. EnBW und vgb be führen an anderer Stelle selbst an, dass die Vielzahl an Zuschlagungskriterien eher zu intransparenten Entscheidungen führe. Zudem werden die Ausfallrisiken auch über die Regelungen zur Mindestverfügbarkeit berücksichtigt. Entsprechende Haftungsregelungen sind im Mustervertrag enthalten. Für ein weiteres Bewertungskriterium besteht nach Ansicht der Beschlusskammer aber auch deswegen kein Bedarf, weil es sich bei Absicherungskosten um finanzielle Aspekte handelt, welche eingepreist und sodann bei der Bewertung des Angebotspreises Berücksichtigung finden können.

Der Eingabe von ENERTRAG, wonach ein Schwarzstart des von ihnen betriebenen Verbundkraftwerks nicht ohne größere Investitionen möglich sei und über die marktliche Beschaffung eine Kostenneutralität hergestellt werden müsse, ist zu entgegnen, dass eine Subventionierung einzelner, Technologien oder Anlagen durch die marktgestützte Beschaffung gerade nicht geschaffen werden soll. Über die Wettbewerbsfähigkeit entscheidet der angebotene Preis.

Nach **Abschnitt I.II.S.3** sind die während eines Einsatzes für den Netzwiederaufbau entstandenen Kosten für die abgerufene Primärenergie durch den Anbieter nachzuweisen und vom beschaffenden ÜNB zusätzlich zu erstatten, soweit sie angemessen sind.

Schwarzstartfähige Anlagen werden während des Erbringungszeitraums idealerweise niemals für einen tatsächlichen Netzwiederaufbau abgerufen. Die Vergütung wird für die Leistungsvorhaltung und nicht für den möglichen Abruf im Falle eines tatsächlichen Schwarzstarts bezahlt. Vor dem Hintergrund der geringen Abrufwahrscheinlichkeit scheint die Vergütung der nachgewiesenen Kosten für die bei einem Einsatz zum Netzwiederaufbau tatsächlich verwendete Energie ex-post sachgerecht, soweit diese Kosten angemessen sind.

In einer früheren Version des Beschaffungskonzeptes hieß es, dass die Kosten der für den Netzwiederaufbau erforderlichen Primärenergie auch „marktüblich“ sein müssten. In der zweiten Marktkonsultation wurde angemerkt, dass bei einem Blackout die Marktmechanismen ausgesetzt seien, so dass die Beschaffung der für den Netzwiederaufbau erforderlichen Primärenergie nicht als "marktüblich" aufgefasst werden könne. Der Hinweis geht zwar fehl, da i.d.R. zum *Zeitpunkt der Beschaffung* der eingesetzten Primärenergie

ein Markt vorlag, an welchem die Primärenergie eingekauft wurde. Dennoch wurde der Zusatz „marktüblich“ gestrichen, um die Erstattungskosten auf eine angemessene Höhe zu beschränken. Soweit ein Konsultationsteilnehmer geltend macht, das Risiko "unangemessen" hoher, aber marktüblicher Preise dürfe nicht dem Anbieter aufgebürdet werden, ist zu sagen, dass die Beschaffung in die Verantwortung der Anbieter fällt. Die Bezuschlagung für die Schwarzstartfähigkeit darf nicht dazu führen, dass die Anbieter gewissermaßen „sorgenfrei“ Primärenergie beschaffen.

## **j) Abschnitt J – Bekanntmachung**

**Abschnitt J.I.** regelt die Verpflichtung des beschaffenden ÜNB, jedes Verfahren zur marktgestützten Beschaffung der nfSDL „Schwarzstartfähigkeit“ bekanntzumachen (S. 1). Die Vorgabe dient der Transparenz und der Marktinformation sowie der Ermöglichung von Wettbewerb. Um einen möglichst einfachen Informationszugang zu ermöglichen, haben die Bekanntmachungen online und für alle Beschaffungsregionen auf derselben Internetseite zu erfolgen (S. 2). Um zu erreichen, dass die Beschaffungsverfahren erfolgreich abgeschlossen werden können, muss allen potentiellen Bietern eine Teilnahme ermöglicht werden. Dies gilt auch für neu eintretende Anbieter oder solche, die zum Zwecke der Angebotserstellung zunächst in eine umfangreiche Anlagenplanung eintreten müssen (bspw. bei Neubau oder Umstrukturierung einer vorhandenen Anlage). Nach Satz 3 hat der jeweilige ÜNB rechtzeitig vor dem Ende eines Erbringungszeitraums ein erneutes Beschaffungsverfahren einzuleiten. Einige Stellungnahmen schlagen vor, im Beschaffungskonzept zu konkretisieren, wie viele Monate vor dem Ende eines auslaufenden Erbringungszeitraums der beschaffende ÜNB das sich anschließende Beschaffungsverfahren einzuleiten habe (teilweise werden sechs Monate gefordert). Die Marktteilnehmer begründen dies damit, dass potentiellen Anbietern durch eine frühzeitige Veröffentlichung hinreichend Zeit für die Prüfung der umfangreichen Teilnahmevoraussetzungen und Auswahlkriterien bleibe. Das konsultierte Beschaffungskonzept trägt dieser Forderung bereits hinreichend Rechnung: Läuft ein Erbringungszeitraum aus, sind nach Abschnitt J.I.S. 3, 2. HS. für die Rechtzeitigkeit der Einleitung des anschließenden Beschaffungsverfahrens die in Abschnitt J.II. bestimmten Fristen zu beachten. Dies bedeutet, dass nicht nur die Verfahrensdauer des Beschaffungsverfahrens, sondern auch die Vorlaufzeit einkalkuliert werden muss. Die Addition ergibt – ein Ausschöpfen des maximal 18-monatigen Zeitraums für das Beschaffungsverfahren unterstellt – eine Zeit von mindestens viereinhalb Jahren und damit weit mehr als die geforderten sechs Monate, die zwischen der Einleitung

eines neuen Beschaffungsverfahrens und dem Ende des auslaufenden Erbringungszeitraums liegen müssen. Die Festlegung einer konkreten Frist im Beschaffungskonzept ist aus Sicht der Beschlusskammer daher weder nötig noch möglich, da die Vorlaufzeit als „flexibler Faktor“ einbezogen werden muss.

**Abschnitt J.II.** gibt die Inhalte der Bekanntmachung sowie ggf. einzuhaltende Fristen vor.

**Nr. 1** bezweckt, dass potentielle Bieter aus der Bekanntmachung ersehen können, auf welchen räumlichen Bereich sich das konkrete Beschaffungsverfahren erstreckt. Selbigen hat der beschaffende ÜNB in der Bekanntmachung auf geeignete Weise kenntlich zu machen, z.B. mit Hilfe einer kartographischen Darstellung.

Nach **Nr. 2** sind die Parameter  $P_{\text{erf}}$ ,  $Q_{\text{übererregt, min}}$ ,  $Q_{\text{untererregt, min}}$ ,  $W_{\text{min}}$  und  $T_{\text{min}}$  vom beschaffenden ÜNB bekanntzumachen. Damit ist auch  $W_{\text{min}}$  – wie von einigen Konsultationsteilnehmern gefordert – zu Beginn des Beschaffungsverfahrens fest definiert. Die Bekanntmachung der Parameter hat – wie zum Teil in der Konsultation angeregt – als absolute Zahl zu erfolgen, damit ein Anbieter erkennen kann, was von ihm verlangt wird. Da die genannten Parameter anlagenspezifisch sind, sind sie gesondert vom Mustervertrag zu nennen, der Grundlage für alle Angebote ist.

Gemäß **Nr. 3** hat die Bekanntmachung die Höhe der Preisobergrenze zu enthalten, sofern eine solche durch den beschaffenden ÜNB gesetzt wird.

Nach **Nr. 4** müssen alle Teilnahmevoraussetzungen in der Bekanntmachung enthalten sein, unabhängig davon, ob sie sich unmittelbar aus dem festgelegten Beschaffungskonzept oder erst aus einer – dieses konkretisierenden – Vorgabe des beschaffenden ÜNB ergeben. Potentielle Bieter müssen ersehen können, welche Anforderungen an die Zulässigkeit eines Angebot gestellt werden.

Gemäß **Nr. 5** sind die Bewertungsgruppen, wie sie mit gegenständlicher Festlegung vorgegeben sind, bekanntzumachen. Dies dient der Transparenz und vollumfänglichen Darstellung aller für die Auswahlentscheidung maßgeblichen Anforderungen.

Nach **Nr. 6** muss die je Bewertungsgruppe maximal erreichbare Punktzahl aus der Bekanntmachung ersichtlich sein. Daran anknüpfend sieht **Nr. 7** vor, dass die Bewertungskriterien und ihre vom beschaffenden ÜNB jeweils vorgegebene Maximalpunktzahl bekanntzumachen sind. Nach **Nr. 8** sind die Fallunterscheidungen, wie sie mit gegenständlicher Festlegung vorgegeben sind, sowie die zur ihrer Konkretisierung erforderlichen

Spezifikationen und gemäß **Nr. 9** die für jede Fallunterscheidung zu erreichende Punktzahl bekanntzumachen. Klargestellt sei, dass gemäß **Nr. 8** auch die nach Abschnitt G.V. zu beachtenden Anforderungen sowie nach **Nr. 9** die dabei jeweils zu erreichende Punktzahl zu nennen sind. Somit hat der beschaffende ÜNB bei der Bekanntgabe eines konkreten Beschaffungsverfahrens die exakte Punktzahl für jedes Bewertungskriterium und jede Fallunterscheidung vorzugeben, so dass spätestens zu diesem Zeitpunkt Transparenz für potentielle Bieter gegeben ist. Die Teilnahme an einem Beschaffungsverfahren für die nfSDL Schwarzstartfähigkeit ist für die Anbieter mit Transaktionskosten verbunden, so dass interessierte Marktteilnehmer frühzeitig in die Lage versetzt werden sollen, die Erfolgchancen einer möglichen Teilnahme abzuschätzen.

**Nr. 10** dient der Bekanntmachung der weiteren Vertragskonditionen, die der Bezuschlagung in einem konkreten Beschaffungsverfahren zugrunde gelegt werden. Insbesondere müssen in den bekanntzugebenden Mustervertrag sowohl die vom ÜNB ggf. geforderten Haftungsregelungen, Vertragsstrafen und Sicherheitsleistungen in konkreter Höhe sowie sonstige zivilrechtliche Bestandteile als auch eine Indikation des Umfangs der im Erbringungszeitraum durchzuführenden Betriebs- und Schwarzstartversuche aufgenommen werden. Dies soll dem Bieter eine Gesamtkalkulation des Angebotspreises ermöglichen. Damit wird der Forderung der Marktteilnehmer aus der ersten Marktkonsultation Genüge getan, wonach die Standardverträge vorab zu veröffentlichen seien und für die Teilnahmeentscheidung und Gebotsabgabe feststehen muss, welche Vertragsbedingungen gelten.

EnBW und vgbe wenden (richtigerweise) ein, dass Schäden sowohl vom ÜNB als vom Anbieter verursacht werden könnten. Sie meinen daher, Haftungsregeln könnten nicht einseitig formuliert werden, z.B. solle Vorsatz durch die ÜNB nicht vertraglich ausgeschlossen werden können. Zudem sei zu klären, wie mit Schäden Dritter sowohl bei Betriebsversuchen als auch in einem tatsächlichen Netzwiederaufbau fall umzugehen sei. Haftungsrisiken einzupreisen führe zu hohen Angebotspreisen. Die Haftung sei außerdem von Vertragsstrafen klar zu trennen, der Vertrag müsse eine ausgewogene Risikoteilung enthalten. Hierzu ist zu sagen, dass die genannten Regelungen für die Vollständigkeit eines Vertrages notwendig sind und Haftungsregelungen im Zivilrecht anerkanntermaßen, z.B. durch Allgemeine Geschäftsbedingungen, einseitig formuliert werden können. Selbstverständlich müssen sich die ÜNB bei der Formulierung der zivilrechtlichen Inhalte

an allgemein anerkannte zivilrechtliche Grundsätze halten. Mangels Ermächtigungsgrundlage sind derartige zivilrechtliche Regelungen jedoch nicht von der gegenständlichen Festlegung umfasst. Dies gilt umso mehr für Schäden Dritter, die nicht Festlegungsadressat sind.

In der zweiten Marktkonsultation wurde zudem vorgetragen, das Wort „Indikation“ sei irreführend, da der Umfang der Versuche in den MASN definiert und gemäß Abschnitt I.II. im Angebotspreis zu berücksichtigen sei. Nr. 10 könne insoweit keine abweichende und öffnende Regelung der Versuchsinhalte treffen. Klarzustellen ist, dass die Ergänzung die Vorgaben der MASN nicht ändert, die überdies in Abschnitt I.II. (Vergütung) des Beschaffungskonzeptes aufgegriffen und konkretisiert werden (s.o.). In der Bekanntmachung soll der beschaffende ÜNB vielmehr nach Können und Vermögen angeben, wann die Betriebs- und Schwarzstartversuche durchgeführt werden sollen und was die Versuchsinhalte sind, um den Bietern die Kostenkalkulation zu erleichtern.

Einige Konsultationsteilnehmer möchten, dass bekanntgegeben wird, wie und in welchem Detailgrad die Nachweisführung für erfolgte Schwarzstart- und Betriebsversuche einschließlich des Abgleichs der Leistungsparameter zu erfüllen ist, damit Pönalisierungen vermieden werden können. Gemäß § 14 Abs. 5 und § 15 Abs. 7 MASN sind derartige Überprüfungen/Versuche zu dokumentieren, wobei der Umfang der Dokumentation zwischen den Vertragspartnern einvernehmlich festzulegen ist. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass diese Vorgabe ausreichend ist, um Streitigkeiten über die Nachweisführung zu verhindern.

Aus **Abschnitt J.II. Nr. 11 bis Abschnitt J.II. Nr. 14** ergibt sich die zeitliche Struktur des Auswahlverfahrens vom Zeitpunkt der Bekanntmachung bis zur Auswahlentscheidung des beschaffenden ÜNB.

Gemäß **Nr. 11** ist das Datum bekanntzumachen, zu dem diejenigen Dokumente abzugeben sind, welche zur Prüfung der Teilnahmevoraussetzungen erforderlich sind. Zwischen der Bekanntmachung und diesem Datum dürfen höchstens sechs Monate liegen. Die sechsmonatige Angebotserstellungs- und Abgabefrist begründet sich damit, dass ein Anbieter genügend Zeit zur sorgfältigen Erstellung und Kalkulation seines Angebots haben muss. EnBW, REW und vgb be merken an, dass auch eine Frist für die Veröffentlichung jedes Verfahrens durch den ÜNB festgelegt werden müsse (bspw. mindestens zwölf Mo-

nate vor Ende der jeweiligen Beschaffung), damit dem potentiellen Teilnehmer hinreichend Zeit für die Prüfung der umfangreichen Teilnahmevoraussetzungen/Auswahlkriterien sowie ggf. zur Umsetzung seiner Teilnahme bleibe. Dazu sei eine frühzeitige Veröffentlichung durch den ÜNB erforderlich. Das Beschaffungskonzept berücksichtigt dies bereits, wie sich aus Nr. 13 ergibt.

Um den Anbietern vor der Abgabefrist eine Angebotsanpassung zu ermöglichen und so möglichst viele zulässige Angebote zu erhalten, sieht **Nr. 12** vor, dass eine Rückmeldung des beschaffenden ÜNB an die Anbieter zu den für eine Gebotsabgabe zu berücksichtigenden etwaig erforderlichen Anpassungen höchstens neun Monate nach der Bekanntmachung des jeweiligen Beschaffungsverfahrens erfolgen muss. Dabei müssen – wie in der Marktkonsultation gefordert – erforderliche Anpassungen durch den ÜNB benannt werden. Das Datum, zu dem diese Rückmeldung zu geben ist, ist ebenfalls bekanntzumachen. Durch die Rückmeldung soll es den Anbietern ermöglicht werden, unzulässige Angebote vor Gebotsabgabe derart anzupassen, dass sie die Teilnahmevoraussetzungen erfüllen. Je mehr zulässige Gebote eingereicht werden, desto höher ist das Wettbewerbsniveau und desto besser kann der beschaffende ÜNB geeignete Anlagen auswählen. Dies dient der Preissenkung und der Stärkung und Robustheit des Netzwiederaufbaus. Auch kann ein Anbieter möglichst frühzeitig absehen, ob er von einer weiteren (zeit- und kostenaufwändigen) Gebotsstellung absehen kann oder ob der Anpassungsbedarf erfüllbar ist. Nach Möglichkeit hat der beschaffende ÜNB auch eine Rückmeldung dazu zu geben, ob Anpassungsbedarf hinsichtlich der systemischen Kriterien besteht. Da Prüfung und Punktevergabe der systemischen Bewertungskriterien für den beschaffenden ÜNB i.d.R. mit einem hohen Aufwand verbunden sind, ist eine solche Rückmeldung vor Angebotsabgabefrist allerdings nicht zwingend. Auch muss der Anbieter aus der Rückmeldung nicht die zu erwartende Bewertung seines Angebots im Hinblick auf die systemischen Kriterien erkennen können, da dies ein Anlass zu Preissteigerungen geben könnte.

Um Transparenz hinsichtlich der Abgabefrist zu erreichen, ist gemäß **Nr. 13** das Datum, zu dem die Interessenten ein verbindliches Angebot abzugeben haben, bekanntzumachen. Abschnitt J.II. Nr. 13 definiert damit den Begriff der Angebotsabgabefrist. Zwischen der Bekanntmachung und der Angebotsabgabefrist dürfen höchstens zwölf Monate liegen. So können Interessenten ihre Teilnahme prüfen und sodann sorgfältig ihre Angebote erstellen.

Zum Schutz der Anbieter vor überlangen Angebotsbindefristen einerseits sowie zur Ermöglichung einer sorgfältigen Auswahlentscheidung durch den beschaffenden ÜNB andererseits sieht **Nr. 14** vor, dass das Datum der Auswahlentscheidung bekanntzumachen ist und zwischen der Bekanntmachung und diesem Datum höchstens 18 Monate liegen dürfen.

Nach **Nr. 15** ist die Länge der Vorlaufzeit, nach **Nr. 16** die Länge des Erbringungszeitraums bekanntzugeben. Die Kenntnis dieser Elemente ist zur Angebotsplanung und -kalkulation zwingend erforderlich, denn sie erlauben den Bietern die Kalkulation der Vergütung auf Basis einer bekannten und konkreten zeitlichen Vorhalteverpflichtung. Durch die Vorgabe von Vorlauf- und Erbringungszeitraum sind die eingereichten Angebote für den beschaffenden ÜNB miteinander vergleichbar. Zudem ist im Grundsatz absehbar, zu welchem Zeitpunkt ein neues Beschaffungsverfahren in einer konkreten Beschaffungsregion eingeleitet werden muss, damit sich die Erbringungszeiträume lückenlos aneinander anschließen. Die ÜNB haben darauf zu achten, dass das Ende des Erbringungszeitraums des früheren Beschaffungsverfahrens zeitlich an den Beginn des Erbringungszeitraums des späteren Beschaffungsverfahrens in derselben Beschaffungsregion anknüpft.

Auch die weiteren noch zu konkretisierenden Teilnahmevoraussetzungen sind bekanntzumachen, damit sie bei der Angebotserstellung berücksichtigt werden können. Dies sind die von der Schwarzstartanlage einzuhaltende Mindestverfügbarkeit pro Kalenderjahr in Prozent (**Nr. 17**), die vom beschaffenden ÜNB als „geeignet“ qualifizierte Netzknoten (**Nr. 18**), das vom beschaffenden ÜNB ggf. von den Anbietern verlangte Mindestrating und/oder die von den Anbietern verlangte Sicherheitsleistung zur Absicherung von Vertragsstrafen (**Nr. 19**) und, sofern vom beschaffenden ÜNB gefordert, die gemäß § 8 Abs. 3 MASN zusätzlich verlangten Regelmodi (**Nr. 20**).

EnBW, RWE und vgbE fordern, die einzuhaltende Mindestverfügbarkeit (**Nr. 17**) aus der Bekanntmachung zu streichen. Die Verfügbarkeitsanforderungen seien abschließend in den MASN erwähnt. Die Jahres-Verfügbarkeit sei kein Auswahlkriterium und insoweit auch nicht separat zu veröffentlichen. Es erschließe sich nicht, warum die Teilnahmevoraussetzungen (bzw. MASN) nun ÜNB-spezifisch weiter verschärft werden sollten. Hierzu ist zu sagen, dass weder durch das festgelegte Beschaffungskonzept, noch durch die Vorgabe in der Bekanntmachung die Anforderungen an die Mindestverfügbarkeit verschärft werden. Da die MASN keine konkrete Verfügbarkeit vorgeben, bedarf es an dieser

Stelle einer Regelung im Beschaffungskonzept. Dies stellt sicher, dass alle potentiellen Bieter die Anforderungen an die Mindestverfügbarkeit spätestens bei Beginn des Beschaffungsverfahrens kennen. Die Vorgabe dient somit der Transparenz für die Bieter sowie der Vergleichbarkeit der Angebote für den beschaffenden ÜNB.

Zudem fordern verschiedene Marktteilnehmer, die Mindestverfügbarkeit müsse der Notwendigkeit wartungsbedingter Stillstände hinreichend Rechnung tragen. Diese sollten die Möglichkeit zum Angebot von Schwarzstartfähigkeit nicht einschränken bzw. verhindern. Zwei Konsultationsteilnehmer schlagen vor, die Mindestverfügbarkeit dürfe 90 % der Dauer des Kalenderjahres nicht überschreiten. Dem ist zu entgegnen, dass es Aufgabe und Ermessen des beschaffenden ÜNB ist, die Mindestverfügbarkeit unter Beachtung seiner Systemverantwortung vorzugeben. Durch die pauschale Vorgabe einer Mindestverfügbarkeit von 90 % würde Nichtverfügbarkeiten in Höhe von 10 % pro Anlage und Kalenderjahr gestattet, was in Anbetracht der Bedeutung von Schwarzstartanlagen für den Netzwiederaufbau nicht hingenommen werden kann. Insoweit wird auf die Ausführungen der Beschlussbegründung zu § 13 Abs. 1 MASN verwiesen (Az. BK6-18-249).

#### **k) Abschnitt K – Nachbeschaffung**

Abschnitt K ermöglicht eine marktgestützte Beschaffung im unmittelbaren Anschluss an ein – auch teilweise – erfolgloses Beschaffungsverfahren. Zwar kann der beschaffende ÜNB bei Stromerzeugungsanlagen des Typs C und des Typs D (vgl. Art. 5 RfG-VO i.V.m. Beschluss vom 24.04.2018, BK6-16-166<sup>24</sup>) die Eigentümer von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung gemäß Art. 15 Abs. 5 lit. a Ziff. ii RfG-VO (für Typ D-Anlagen i.V.m. Art. 16 Abs. 1 RfG-VO) zur Angebotsabgabe auffordern. Unabhängig von dieser Aufforderung bleibt in Höhe der Unterdeckung der Weg über eine Nachbeschaffung offen. Mit Hilfe dieses Sicherungsmechanismus soll erreicht werden, dass der Bedarf an Schwarzstartfähigkeit in jeder Beschaffungsregion perspektivisch gedeckt wird. Ein ergebnisloses oder teilweise ergebnisloses Beschaffungsverfahren liegt z.B. vor, wenn kein zulässiges Angebot abgegeben wurde, nicht genügend zulässige Angebote zur Bedarfsdeckung vorliegen oder wenn der beschaffende ÜNB eine Preisobergrenze gesetzt hat und die Angebotspreise von zur Bedarfsdeckung notwendigen Angeboten diese überschreiten.

---

<sup>24</sup> Der Beschluss ist abrufbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK6-GZ/2016/BK6-16-166/BK6-16-166\\_Beschluss\\_vom\\_24\\_04\\_2018.html?nn=721730](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2016/BK6-16-166/BK6-16-166_Beschluss_vom_24_04_2018.html?nn=721730).

Eine Nachbeschaffung könnte z. B. in solchen Fällen in Betracht kommen, wenn Anzeichen dafür bestehen, dass aufgrund kürzlich erfolgter Markteintritte zusätzliche Bieter an einem Nachbeschaffungsverfahren teilnehmen werden. Zudem erscheint ein erneutes Beschaffungsverfahren sinnvoll, wenn die Möglichkeit besteht, dass aus der Offenlegung der Bedarfsunterdeckung ein Anreiz für die Umrüstung bestehender Anlagen zu oder dem Bau von neuen Schwarzstartanlagen ausgehen könnte. Um zu verhindern, dass die Möglichkeit eines Nachbeschaffungsverfahrens ausgenutzt wird, indem im ursprünglichen Beschaffungsverfahren Angebote zurückgehalten werden und in der Nachbeschaffung so dann versucht wird, erhöhte Preise durchzusetzen, besteht alternativ die Möglichkeit einer Ausnahmefestlegung durch die Bundesnetzagentur gemäß § 12h Abs. 4 EnWG. In deren Folge können Betreiber bestehender Anlagen gemäß § 12h Abs. 9 S. 1 EnWG zur Vorhaltung der Schwarzstartfähigkeit verpflichtet werden. Die Regelungen dienen der Verhinderung der Ausübung von Marktmacht. Soweit ENGIE und Onyx eine angewiesene Kontrahierung durch die Regulierungsbehörde ablehnen und bei ihrer Notwendigkeit die Erstattung aller entstandenen Aufwendungen und Opportunitäten fordern, ist zu betonen, dass eine Schwarzstartanlage nach § 12h Abs. 9 ENWG durch den ÜNB kontrahiert wird und § 12h Abs. 9 EnWG überdies gesetzliche Regelungen betreffend die Vergütung enthält.

EnBW, LEAG, RWE und vgb befordern eine Pflicht zur Nachbeschaffung, wenn eine zu definierende Unterdeckung im Rahmen der ersten Beschaffung bestehe. Ohne eine solche Verpflichtung könne der ÜNB – bspw. durch überzogene Anforderungen und/oder zu geringe Preiserwartung – aus einer Unterdeckung zu Unrecht den Rückschluss ziehen, dass sich nicht genügend geeignete Anlagen finden ließen. Für die Bedarfsdeckung zum realen Optionswert seien jedoch bei Unterdeckung zwingend weitere Beschaffungen erforderlich. Dem ist zu entgegnen, dass die Anbieter in einem so begrenzten Markt wie der Schwarzstartfähigkeit bei einer verpflichtenden Nachbeschaffung – etwa durch die Nichtabgabe von Angeboten – darüber entscheiden könnten, welche Anforderungen „überzogen“ oder welche Preiserwartung „zu gering“ sind, um in folgenden Beschaffungsrunden ihnen genehme Bedingungen durchzusetzen. Zudem würde es bei einer Verpflichtung zur Nachbeschaffung beliebig viele Beschaffungsrunden geben können, bis der Bedarf gedeckt ist („Endlosschleife“).

ENGIE und Onyx bringen ein, dass der ÜNB bei Scheitern der Nachbeschaffung berechtigt sein solle, als weitere Rückfallebene bis zur Deckung des Bedarfs bilaterale Verhandlungen mit Anlagenbetreibern durchzuführen. So könnten einzelne Gebotsbedingungen, die prohibitiv für eine Teilnahme an der Beschaffung wirkten, erkannt werden. Dem ist zu entgegen, dass die Gebotsbedingungen rechtlich überprüfbar sind. Sollte tatsächlich eine prohibitive Wirkung bestehen, müsste diese gerichtlich geltend gemacht werden, nicht aber bilateral „wegverhandelt“ werden.

Zudem sollten nach Meinung von ENGIE die Beschaffungsbedingungen fortlaufend evaluiert werden, wozu die Bundesnetzagentur nach § 12h Abs. 4 EnWG eine gesonderte Regelung vorsehen und es eine gesonderte Konsultation geben könne. Eine regelmäßige Evaluation der Beschaffungsbedingungen ist gesetzlich nicht vorgesehen. Eine solche ist lediglich im Fall einer Ausnahmefestlegung gemäß § 12h Abs. 4 S. 3 EnWG für das Fortbestehen der mangelnden „wirtschaftlichen Effizienz“ vorgeschrieben. Selbstverständlich besteht die Möglichkeit, das Beschaffungskonzept an neue Erkenntnisse anzupassen. Hierzu dient der in Tenorziffer 2 vorgesehene Widerrufsvorbehalt.

WIND-projekt schlägt vor, in einem Nachbeschaffungsverfahren auch Angebote auf Basis Erneuerbare-Energien-Schwarzstartkraftwerke zuzulassen. Dieser Vorschlag ist unter Heranziehung der zu Abschnitt C.II. aufgeführten Argumentation abzulehnen.

Ein ÜNB hat gemäß **Abschnitt K. S. 3** im Falle eines (teilweise) erfolglosen Beschaffungsverfahrens die Bundesnetzagentur unverzüglich nach der erfolglosen Durchführung zu informieren, ob er ein erneutes Beschaffungsverfahren einleiten wird. Die Bundesnetzagentur behält sich vor, für die jeweilige Beschaffungsregion eine Ausnahme von der marktgestützten Beschaffung gemäß § 12h Abs. 4 EnWG festzulegen. Wird eine Ausnahme erteilt, können Betreiber bestehender Anlagen gemäß § 12h Abs. 9 EnWG vom ÜNB gegen eine Kostenerstattung nach § 13c Abs. 1 EnWG verpflichtet werden, die Schwarzstartfähigkeit vorzuhalten. Die Möglichkeit der Festlegung einer Ausnahme von der marktgestützten Beschaffung soll die Betreiber vorhandener Schwarzstartanlagen zu einer Teilnahme an der marktgestützten Beschaffung anreizen und auf diese Weise den Wettbewerb anregen.

## **I) Abschnitt L – Veröffentlichungspflichten des beschaffenden ÜNB**

Mit Hilfe der in Abschnitt L geregelten Veröffentlichungspflichten wird eine ex-post-Information des Marktes über die Ergebnisse durchgeführter Beschaffungsverfahren erreicht.

Auf diese Weise sollen Transparenz hergestellt und Investitionssignale an potentielle künftige Marktteilnehmer gesendet werden. Insbesondere neue Marktteilnehmer benötigen die Möglichkeit, die Profitabilität einer Investition in Schwarzstartfähigkeit abzuschätzen. Erst dann kann ein Teilnahmeanreiz als Marktsignal gesendet werden.

**Abschnitt L.I.** bezieht sich auf Informationen zu einem konkreten Beschaffungsverfahren. Veröffentlicht werden müssen die Anzahl der bezuschlagten Schwarzstartanlagen, die kumulierte Nennleistung der bezuschlagten Schwarzstartanlagen und der Durchschnittspreis der bezuschlagten Leistung in Euro pro MW und Jahr. Für eine Veröffentlichung gemäß Absatz I müssen in der Regel die Angebote von mindestens drei Anbietern pro Beschaffungsregion vorliegen, da sonst die Offenlegung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen droht. Eine Unterteilung der Veröffentlichung in einzelne Technologien erfolgt – im Gegensatz zu Absatz II – auf der Ebene der Beschaffungsregion nicht. Zum einen ist davon auszugehen, dass dort das Anbieterfeld in der Regel nicht groß genug sein wird, um Rückschlüsse auf die Angebote bezuschlagter Mitbewerber zu verhindern, zum anderen stehen öffentliche Sicherheitsinteressen einer Veröffentlichung entgegen, da einzelne Schwarzstartanlagen und insbesondere ihre Standorte nicht bekannt werden dürfen.

Uniper ist der Auffassung, dass die Marktteilnehmer möglichst transparent über die Ergebnisse eines Beschaffungsverfahrens informiert werden sollten. Daher sollten zusätzlich folgende Daten veröffentlicht werden: die Anzahl und die gesamte Nennleistung aller gültigen Gebote sowie der Durchschnittspreis der gebotenen Leistung in Euro pro MW und Jahr. Auch EnBW und vgb be unterstützen die Aufnahme von Veröffentlichungspflichten hinsichtlich der Anzahl der gültigen Gebote. Die Beschlusskammer hat jedoch bewusst keine Veröffentlichungspflichten aufgenommen, die sämtliche gültigen Gebote betreffen. Derartige Informationen würden die Marktgröße preisgeben und etablierten Bietern Rückschlüsse auf Optimierungsmöglichkeiten erlauben.

EnBW und vgb meinen, in Bezug auf die zu erreichenden Ziele (wie z.B. effiziente Beschaffung, Anreiz für Investitionen) sei eine transparente Darstellung der Ergebnisse erforderlich. Nur so könnten sich Anbieter, die keinen Zuschlag erhalten hätten, verbessern. Sei nicht nachvollziehbar, warum kein Zuschlag erteilt wurde, würden sich potenzielle Anbieter abwenden, insbesondere auch wegen der langen Vorlauf- und Erbringungszeiten. Daher sollten die zu veröffentlichenden jährlichen Informationen auch folgende Daten umfassen: ÜNB, Beschaffungsregion, Jahr der Beschaffung, für jedes bezuschlagte Angebot

die Punktzahl der drei Bewertungsgruppen, Preis (in Euro). Hinsichtlich der Forderungen zur Veröffentlichung von ÜNB, Beschaffungsregion und Jahr der Beschaffung gehen diese Daten schon aus den allgemein bekanntzumachenden Informationen sowie aus dem Online-Beschaffungskalender hervor. Bewertungen anderer Gebote sowie deren Preise sind aufgrund der Rückschlussmöglichkeiten auf Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse anderer Anbieter unzulässig.

Über die Veröffentlichungspflichten für jedes Beschaffungsverfahren hinaus besteht nach **Abschnitt L.II.** auch eine Pflicht der ÜNB zur Veröffentlichung der Ergebnisse aller Beschaffungsverfahren. Dazu werden die Daten aus sämtlichen, in einem Jahr durchgeführten Beschaffungsverfahren deutschlandweit aggregiert. Die Veröffentlichung erfolgt jahresscharf, Vorjahresdaten werden nicht erneut eingerechnet, haben jedoch weiterhin veröffentlicht zu bleiben.

**Abschnitt L.III.** soll gewährleisten, dass die Rechte Dritter, insbesondere Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse der betroffenen Unternehmen, durch eine Veröffentlichung nicht verletzt werden oder Geheimschutzinteressen beeinträchtigt werden. Insbesondere ist bei einer Veröffentlichung der Schutz kritischer Infrastrukturen zu wahren. Dies dient vor allem dazu, Anschläge auf oder Sabotage an Schwarzstartanlagen zu verhindern.

RWE meint, die Veröffentlichungen gemäß Absatz II Nr. 5 (kumulierte Nennleistung der bezuschlagten Schwarzstartanlagen untergliedert in einzelne Technologien) und Nr. 6 (Durchschnittspreis der bezuschlagten Schwarzstartanlagen in Euro pro MW und Jahr untergliedert in einzelne Technologien) könnten mit Absatz III kollidieren und bei geringer Bezuschlagung bestimmter Technologien die Vertraulichkeit gefährden, so dass die Veröffentlichung mit den Betreibern abzustimmen sei. Absatz III dient – wie soeben dargestellt – gerade dazu, Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse zu wahren. Eine weitergehende Regelung ist daher nach Auffassung der Beschlusskammer nicht erforderlich.

#### **IV. Widerrufsvorbehalt**

Der Widerrufsvorbehalt in Tenorziffer 2 ist erforderlich, da sich die Rahmenbedingungen für die Erbringung der Schwarzstartfähigkeit aufgrund der Transformation der Erzeugungslandschaft, sich ändernder Anforderungen der betroffenen Übertragungs- und Verteilernetze an die Betriebs- und Systemführung sowie der Entwicklung neuer Technologien verändern können. Ein Widerruf der vorliegenden Entscheidung kann aus diesen

Gründen sachgerecht und notwendig werden. Zudem erscheint es zum jetzigen Zeitpunkt nicht ausgeschlossen, dass die marktgestützte Beschaffung – zumindest in einzelnen Beschaffungsregionen – nicht wirtschaftlich effizient ist und die Bundesnetzagentur ggf. von der Möglichkeit einer Ausnahmefestlegung gemäß §§ 12h Abs. 4, 29 Abs. 1 EnWG Gebrauch macht. Auch dies kann einen Widerruf erforderlich machen, etwa, wenn ohne eine Ausnahmefestlegung die ausreichende Vorhaltung von schwarzstartfähigen Anlagen nicht sichergestellt wäre oder die Kosten für die Schwarzstartfähigkeit unverhältnismäßig steigen würden.

### **Rechtsbehelfsbelehrung**

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

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 Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. 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

Herr Mielke ist krankheits-  
bedingt an der Unter-  
schriftsleistung verhindert.