



## Beschluss

Az. BK6-18-122

In dem Verwaltungsverfahren

wegen: Genehmigung eines Vorschlags der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für die Anwendbarkeit und den Umfang des Datenaustauschs mit Verteilernetzbetreibern (VNB) und signifikanten Netznutzern (SNN) gemäß Art. 40 Abs. 5 und Art. 6 Abs. 4 lit. b der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb

der Amprion GmbH, Rheinlanddamm 24, 44139 Dortmund, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung

– Antragstellerin zu 1 –

der 50Hertz Transmission GmbH, Heidestraße 2, 10557 Berlin, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung

– Antragstellerin zu 2 –

der TenneT TSO GmbH, Bernecker Straße 70, 95448 Bayreuth, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung

– Antragstellerin zu 3 –

der TransnetBW GmbH, Pariser Platz- Osloer Straße 15-17, 70173 Stuttgart, vertreten durch die Geschäftsführung

– Antragstellerin zu 4 –

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

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

am 20.12.2018 beschlossen:

Der Antrag wird in der Fassung der anhängenden Tabelle genehmigt.

## **Gründe**

### **A.**

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft die Genehmigung eines gemeinsamen Vorschlags der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für die Anwendbarkeit und den Umfang des Datenaustauschs mit Verteilernetzbetreibern (VNB) und signifikanten Netznutzern (SNN) (im Weiteren nur „Vorschlag für den Umfang des Datenaustauschs“ genannt) gem. Art. 40 Abs. 5 VO (EU) 2017/1485 der Kommission vom 02.08.2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb.

#### **I. Einordnung des Vorschlags für den Umfang des Datenaustauschs**

Die am 14.09.2017 in Kraft getretene Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 02.08.2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (SO-VO) gilt unmittelbar in allen europäischen Mitgliedstaaten und gibt einen Rahmen mit harmonisierten Vorschriften für den Netzbetrieb der ÜNB, unter Einbeziehung von Verteilernetzen und signifikanten Netznutzern, vor. Durch diesen Rechtsrahmen für den Netzbetrieb des Übertragungsnetzes soll der unionsweite Stromhandel erleichtert, die Systemsicherheit gewährleistet, die Integration erneuerbarer Energieträger unterstützt und eine effiziente Netznutzung und der Wettbewerb im Interesse der Verbraucher gefördert werden. Dazu werden in der SO-VO gemeinsame Bestimmungen mit Mindestanforderungen für den unionsweiten Netzbetrieb und die grenzübergreifende Zusammenarbeit zwischen den ÜNB sowie die Nutzung der relevanten Merkmale der angeschlossenen nachgelagerten Netzebenen der VNB festgelegt. Von den ÜNB sind diesbezüglich

Vorschläge für Modalitäten und Methoden zu entwickeln, welche den Regulierungsbehörden zur Genehmigung vorzulegen sind. Das primäre Ziel der SO-VO ist die Gewährleistung der Betriebssicherheit, der Frequenzqualität und der effizienten Nutzung des Verbundsystems und seiner Ressourcen.

Der zur Genehmigung eingereichte Vorschlag zum Umfang des Datenaustauschs zwischen ÜNB einerseits und VNB sowie SNN gemäß Art. 40 Abs. 5 i. V. m. Art. 6 Abs. 4 lit. b SO-VO andererseits stellt einen Baustein zur Erreichung dieser Ziele dar. Die Verordnung gibt den ÜNB darin auf, in Abstimmung mit den VNB und SNN die Anwendbarkeit und den Umfang des Datenaustausches auf Grundlage der Kategorien Stammdaten (Art. 48), Fahrplan- und Prognosedaten (Art. 49), Echtzeitdaten (Art. 44, 47, 50) sowie den Vorgaben gemäß Art. 51, 52 und 53 näher zu bestimmen.

Die Antragstellerinnen bestimmen in ihrem zur Genehmigung eingereichten Vorschlag die Anlagenbetreiber als Verantwortliche für die Datenbereitstellung und Datenlieferung. Sie sehen dabei die Möglichkeit vor, dass der Anlagenbetreiber einen Einsatzverantwortlichen (EIV) bestimmen kann, der als Ansprechpartner im Außenverhältnis zu den Antragstellerinnen benannt wird und die Aufgaben der Datenbereitstellung und Datenübermittlung übernimmt.

Die ÜNB begründen den Bedarf für die Daten mit einer Reihe von Prozessen der Betriebsplanung und des Systembetriebs sowie die diese unterstützenden Prozesse. Der Vorschlag der Antragstellerinnen umfasst nur die auszutauschenden Daten, nicht jedoch die praktische Umsetzung des Datenaustauschs. Fragen der Implementierung sollen nach der Ausgestaltung der Verordnung im Zusammenhang mit der Umsetzung von Art. 40 Abs. 7 SO-VO gelöst werden. Art. 40 Abs. 7 SO-VO sieht vor, dass jeder ÜNB mit den relevanten VNB Verfahren für die Durchführung und Verwaltung des Datenaustauschs vereinbart, worunter insbesondere die Festlegung von Prozessen und Formaten für den konkreten Austausch zu verstehen ist.

Der in dem Antrag beschriebene Umfang des Datenaustauschs ergänzt bestehende Datenaustauschprozesse, insbesondere den Datenaustausch auf Basis des Beschlusses BK6-13-200 („KWEP-1“ – Kraftwerkseinsatzplanungsdaten)<sup>1</sup> sowie auf Basis der sog. Generation and Load Data Provision Methodology (GLDPM)<sup>2</sup>. Die GLDPM wurde auf europäischer Ebene von den ÜNB entwickelt. Sie gewährleistet die Verfügbarkeit derjenigen Daten, die für die Erstellung der individuellen Netzmodelle zu den Zwecken der Kapazitätsberechnung aus der (EU) VO

---

<sup>1</sup> Vgl.: Festlegung vom 16.04.2014 der BNetzA zu Datenaustauschprozessen im Rahmen eines Energieinformationsnetzes (Strom), Az. BK6-13-200.

<sup>2</sup> Vgl.: Beschluss vom 22.12.2016 der BNetzA zum Vorschlag aller ÜNB für eine einheitliche Methode für die Bereitstellung der Erzeugungs- und Lastdaten „GLDPM“ gem. Art. 16 der CACM-VO, Az. BK6-16-051.

2015/1222<sup>3</sup> (und nach der auf Grundlage der weiteren Methode durchzuführenden Bildung eines gemeinsamen Netzmodells – CGM v1<sup>4</sup>) erforderlich sind.

## II. Verfahrensverlauf

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft die Genehmigung gemäß Art. 6 Abs. 4 lit. b) i. V. m. Art. 40 Abs. 5 SO-VO eines gemeinsamen Vorschlags aller deutschen ÜNB für den Umfang des Datenaustauschs mit VNB und SNN. Die Antragstellerinnen sind die deutschen regelverantwortlichen ÜNB. Sie haben gemäß Art. 40 Abs. 5 SO-VO gemeinsam einen Vorschlag für den Umfang des Datenaustauschs mit VNB und SNN erarbeitet und der Bundesnetzagentur zur Genehmigung vorgelegt.

Vor der Antragstellung war der Vorschlag für den Umfang des Datenaustauschs Gegenstand einer von den Antragstellerinnen durchgeführten öffentlichen Konsultation im Zeitraum zwischen 07.02.2018 und 13.04.2018 sowie eines Konsultationsworkshops mit der Vorstellung und Diskussion der Konsultationsergebnisse. Neben dem beschriebenen Konsultationsverfahren erfolgte ebenfalls eine Abstimmung mit VNB und SNN im Rahmen verschiedener Gremien des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW).

Mit E-Mail vom 27.04.2018 haben die Antragstellerinnen den gemeinsam erarbeiteten Vorschlag vom 26.04.2018 für den Umfang des Datenaustauschs bei der Beschlusskammer 6 zur Genehmigung und ein entsprechendes Erläuterungsdokument eingereicht. Der Vorschlag für den Umfang des Datenaustauschs wurde am 16.05.2018 im Amtsblatt der Bundesnetzagentur bekannt gegeben und auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Es wurde eine Frist zur Stellungnahme bis zum 13.06.2018 eingeräumt. An der Konsultation haben sich der BDEW, der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE), der Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (BNE), die Verteilnetzbetreiberin ovag Netz GmbH (Ovag), das Direktvermarktungsunternehmen QUADRA Energy GmbH (QUADRA) sowie die Uniper SE in ihrer Funktion als Kraftwerksbetreiber beteiligt.

Maßgebliche Kritikpunkte der eingegangenen Stellungnahmen waren eine unzulässige Ausdehnung des Anwendungsbereichs des Vorschlags über den Anwendungsbereich der SO-VO hinaus, zu weitgehende Anforderungen hinsichtlich der Lieferung von Planungs- und Echtzeitdaten insbesondere von Erneuerbaren-Energie-Anlagen sowie die mit erforderlichen Nachrüstungen einhergehenden gesteigerten Aufwands- und Kostenbelastungen betroffener Anlagenbetreiber.

---

<sup>3</sup> Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24.07.2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement „CACM-VO“.

<sup>4</sup>Vgl.: Beschluss vom 11.05.2017 der BNetzA zum Common Grid Model (CGM v1) gem. Art. 17 CACM-VO, Az. BK6-16-052.

Mehrfach wurde auch darauf hingewiesen, dass doppelte Datenlieferungen zu vermeiden seien und viele der beantragten Daten und Informationen den Antragstellerinnen bereits vorlägen. Für den Bereich der beantragten Stammdaten solle eine Erhebung vollständig über das Marktstammdatenregister (MaStR) erfolgen.

Der BDEW trägt in seiner Stellungnahme vor, dass hinsichtlich der Erhebung von Planungsdaten auch die Datenbedarfe der VNB mit berücksichtigt werden müssten. Dies sei darin begründet, dass zum einen die VNB auch Adressaten der Daten neben den ÜNB seien und zum anderen für die Verteilernetze ein differenzierter Datenbedarf, insbesondere für die an ihr Netz angeschlossenen Photovoltaik- und Windenergieanlagen, bestünde.

Der BEE kritisiert, dass der Antrag keine Rücksicht auf etwaige volkswirtschaftliche Kosten nehme und Aufgabenbereiche aus dem Netzbetrieb auf die Ebene der Netznutzer verlagere. Die Kosten technischer Nachrüstungen seien, auch bei Nachweis der Notwendigkeit für die Sicherstellung der Betriebssicherheit, dem Anlagenbetreiber nicht zumutbar und müssten wie Modernisierungsmaßnahmen im Stromnetz über die Netzzumlage ausgeglichen werden. Auch der bevorstehende „Rollout“ der Smart Meter müsse bei den Austauschprozessen berücksichtigt werden und es dürfe im Ergebnis nicht zur Schaffung einer parallelen Datenübertragungsstruktur insbesondere bei den Echtzeitdaten kommen. In Bezug auf die einzelnen Daten und Informationen sei bei einigen Datenerhebungen nicht nachvollziehbar, warum die Antragstellerinnen diese Daten in der beantragten Kleinteiligkeit benötigten. Es sei beispielsweise im Rahmen der Erhebung von Stammdaten nicht nachvollziehbar, warum die Antragstellerinnen das Datum der vorläufigen und zusätzlich noch ein weiteres Stammdatum der endgültigen Stilllegung einer Erzeugungseinheit benötigten. Abschließend wird auch grundsätzlich angemerkt, dass aufgrund der Weitergabe von marktrelevanten Daten an Netzbetreiber, die nicht oder nur teilweise entflochten seien, ein enormes Missbrauchspotential bestünde.

Der BNE kritisiert in seiner Stellungnahme, dass es für die Erhebung der teils sehr kleinteiligen Informationen an einer klaren Begründung fehle, warum die geforderten Daten unbedingt erforderlich seien. Auch sei nicht dargelegt worden, ob mit milderer Mitteln ein angemessener Informationsstand bei den Antragstellerinnen erreicht werden könne. Auch der BNE äußert Bedenken, dass die Weitergabe von Planungsdaten an nicht vollständig entflochtene Netzbetreiber ein wettbewerbsrelevantes Missbrauchspotential bedeute. Es sei nicht ausreichend sichergestellt, dass die zu erhebenden Planungsdaten nur für die Zwecke der Netzbetriebsführung genutzt würden. Zudem wird Kritik an der von den Antragstellerinnen beabsichtigten Rolle des Einsatzverantwortlichen als für die Übermittlung der Daten der Stromverbrauchseinheiten Verantwortlichen geübt. Mit der Einführung der Rolle des Aggregators sei die Benennung eines einzelnen Einsatzverantwortlichen häufig nicht möglich. Der Grundgedanke der Antragstellerinnen zur Heranziehung von Referenzanlagen an Stelle der Vollerfassung wird in der Stellungnahme indes

begrüßt, jedoch seien Regelungen zu treffen, die eine adäquate Kostenverteilung vorsehen müssten.

Die Ovag fordert in ihrer Stellungnahme, beim Umfang der Datenaustausche auch die Datenbedarfe der VNB zu berücksichtigen, die sich von denen der Antragstellerinnen in einigen Punkten unterscheiden. Für eine funktionierende Kommunikation im Bereich des Austauschs der Prognosedaten sei der Aufbau einer standardisierten, elektronischen Kommunikation zwischen Anlagenverantwortlichen und Netzbetreibern mit klaren Regelungen der Verantwortlichkeiten und Haftung für die zeitgerechte Informationsbereitstellung erforderlich.

Auch die QUADRA wendet sich in ihrer Stellungnahme gegen den von den Antragstellerinnen beantragten Umfang des Datenaustauschs. Dies beinhaltet die grundsätzliche Kritik, der Antrag sei schon nicht hinreichend bestimmt und der Adressatenkreis nicht klar abgegrenzt und bestimmbar sowie der Umfang der geforderten Daten und Informationen deutlich zu umfassend und die Erforderlichkeit nicht ausreichend begründet. Darüber hinaus wird auch detaillierte Kritik an einzelnen Datenpunkten und Informationen geübt. Es sei durch die Antragstellerinnen weder die Erheblichkeit des mit den Datenanforderungen verbundenen finanziellen Aufwands, noch die Nutzung der mildesten Mittel zur Erlangung der Daten ausreichend berücksichtigt und dargelegt worden. Die Antragstellerinnen seien dabei gehalten, sich zunächst an bestehende Datenaustauschprozesse, die Netzbetreiber und öffentliche Quellen und Register zu halten, bevor sie neue Daten von betroffenen Strom- Erzeugungsanlagen fordern dürften. Die Stellungnahme kritisiert dabei hinsichtlich der Stammdaten der laufenden Nr. (Lfd. Nr.) 41 bis 60 und 146 bis 152 im Detail, dass die Anforderung dieser Stammdaten von Erneuerbaren-Energien-Erzeugungsanlagen (EE-Anlagen) ab einer Größe von 1 MW, die den Anlagen selbst größtenteils nicht vorlägen, in keinem ausgewogenen Verhältnis zum Nutzen für die Antragstellerinnen stünden. Davon umfasst seien z. B. die beantragten Informationen zum Einsatzverantwortlichen, zur Existenz einer Rotorheizung, zu Auflagen und Leistungsbeschränkungen, zum Anlagentyp und zur Nabenhöhe von Windenergieanlagen. Auch die Übermittlung von Echtzeitdaten, wie insbesondere der Nichtbeanspruchbarkeiten (Lfd. Nr. 94), seien oft weder dem Einsatzverantwortlichen noch dem Anlageneigentümer bekannt und daher auch nicht übermittelbar. Zudem sei auch eine Übermittlung der Daten der Lfd. Nr. 85 bis 90 zur positiven und negativen Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserve (MRL) an den ÜNB sinnlos, da die entsprechenden Auktionen durch die Antragstellerinnen durchgeführt würden und diese Daten diesen damit selbst vorlägen. Abschließend wird in der Stellungnahme der QUADRA darauf verwiesen, dass eine Vielzahl der geforderten Echtzeitdaten den Betreibern und den Vermarktern von EE-Anlagen nicht vorlägen und diese damit auch von den Betreibern selbst eingekauft werden müssten. Diese Daten könnten daher ebenso gut von den Antragstellerinnen – wie bisher – auch selbst eingekauft werden. Zudem könnten auch Leistungsprognosen am

Markt von den Antragstellerinnen eingekauft werden. Dies sei in Summe günstiger als der finanzielle Aufwand für die Umsetzung der beantragten Datenerhebungen und Austausch aus der SO-VO, der bei den Antragstellerinnen durch die Verwaltung und den massiven Aufwand an IT- und Personalkosten entstände.

Die Uniper SE fordert über die allgemeine Kritik hinausgehend, dass der Aufbau des Marktstammdatenregisters für den Datenaustausch genutzt werden solle. Zudem lägen den Antragstellerinnen bereits Daten wie z. B. der Status der Netzreserve (Lfd. Nr. 30) und Status der Sicherheitsbereitschaft (Lfd. Nr. 31) vor. Auch sei die Aussagekraft der Informationen der markt-basierten Entscheidung zur Abregelung (Lfd. Nr. 95 und 107) fragwürdig, da eine Planung der markt-basierten Abregelung von EE-Anlagen aufgrund der zur Grunde zu legenden Entwicklung am Intraday-Markt und der dort steigenden Volatilität der Preise immer schwieriger würde. Die Erhebung dieses Datums sei daher in Anbetracht des Aufwands der Erhebung nicht sachgerecht. Auch könne die Erhebung des Datums des Redispatchabrufs (Lfd. Nr. 97 und 98) nicht nachvollzogen werden, da die Anforderung zur Anpassung der Wirkleistungseinspeisung bei Kraftwerken durch den ÜNB erfolge.

Nach einem Treffen der Antragstellerinnen und der Beschlusskammer hat die Beschlusskammer mit E-Mail vom 26.07.2018 den Antragstellerinnen Anmerkungen und eine vorläufige Einschätzung zur Genehmigungsfähigkeit des Antrages mitgeteilt. Dabei wurden insbesondere zahlreiche Argumente aus den bei der Beschlusskammer eingegangenen Stellungnahmen aufgegriffen und den Antragstellerinnen näher dargelegt. Die Antragstellerinnen haben sich eingehend mit der Kritik aus den Stellungnahmen auseinandergesetzt und dem überwiegenden Teil der Anmerkungen und Kritik an einzelnen Datenanforderungen durch eine Anpassung des Antrags Rechnung getragen. Mit Schreiben vom 25.09.2018 haben die Antragstellerinnen der Beschlusskammer einen überarbeiteten Antrag in der Fassung vom 20.09.2018 zur Genehmigung und ein entsprechend überarbeitetes Erläuterungsdokument eingereicht. Die Anzahl der beantragten Daten und Informationen wurde deutlich im Vergleich zur ursprünglichen Antragsfassung reduziert. Die verbliebenen beantragten Daten und Informationen blieben gegenüber der ursprünglichen Antragsfassung unverändert. Neue Datenanforderungen wurden nicht hinzugefügt. In den Fällen, in denen die Antragstellerinnen der Kritik nicht gefolgt sind, haben sie eine vertiefte Begründung für die Erforderlichkeit der Datenerhebung vorgelegt.

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

**B.**

Der gemeinsame Antrag der Antragstellerinnen für den Umfang des Datenaustauschs gemäß Art. 40 Abs. 5 SO-VO ist in der überarbeiteten Fassung genehmigungsfähig. Der Antrag ist zulässig und begründet. Die Anforderungen an die Ausgestaltung des Vorschlags sind nach Art. 40 sowie den Artikeln 2 bis 6, 8, 11 und 44 ff. SO-VO unter Wahrung der allgemeinen Ziele und Prinzipien der SO-VO erfüllt.

**I. Zulässigkeit des Antrages**

Der Antrag ist zulässig. Die gesetzlichen Vorschriften über das Verfahren, auch unter Berücksichtigung der Vorgaben der SO-VO, sind gewahrt worden.

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für die Genehmigung gemäß Art. 40 Abs. 5 SO-VO ergibt sich aus § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EnWG i. V. m. Art. 18 Abs. 3 lit. d und Art. 18 Abs. 5 der Verordnung (EU) 714/2009 vom 13.07.2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel („Stromhandels-VO“), die der Beschlusskammern zur Entscheidung folgt aus § 59 Absatz 1 Satz 1 EnWG i. V. m. § 56 EnWG. Die Antragstellerinnen haben den zur Genehmigung vorgelegten Vorschlag für den Umfang des Datenaustauschs ordnungsgemäß bei der Beschlusskammer eingereicht.

Die Antragstellerinnen haben ihren Vorschlag für den Umfang des Datenaustauschs ausreichend mit den Interessenträgern konsultiert. Nach Art. 11 Abs. 1 SO-VO ist eine öffentliche Konsultation zwingend für Anträge nach Art. 6 Abs. 2 und 3 SO-VO durchzuführen. Es handelt sich bei dem vorliegenden Vorschlag jedoch um einen Antrag nach Art. 6 Abs. 4 SO-VO, der nur national von der zuständigen Stelle bzw. Regulierungsbehörde zu genehmigen ist und nach der SO-VO keiner förmlichen Konsultation bedarf. Jedoch spricht der Wortlaut des Art. 40 Abs. 5 SO-VO davon, dass die ÜNB „in Abstimmung“ mit den VNB und SNN die Anwendbarkeit und den Datenumfang zu bestimmen haben. Mit der erfolgten Konsultation, den geführten Gesprächen mit den Verbänden und den VNB und dem Konsultationsworkshop ist eine „Abstimmung“ im Sinne des Art 40. Abs. 5 SO-VO mit den VNB und SNN erfolgt. Die Antragstellerinnen haben den Ablauf des Konsultationsverfahrens ausreichend dokumentiert und die erhaltenen Stellungnahmen ausgewertet. Sie haben die Stellungnahmen teilweise übernommen oder andernfalls fundiert mit der diesem Antrag beigefügten Konsultationsauswertung begründet, weshalb einzelne Stellungnahmen nicht im Antrag berücksichtigt wurden. Zudem sind die Ergebnisse ausführlich in einem Workshop mit den Interessenvertretern der betroffenen Parteien erörtert und diskutiert worden.



## **II. Begründetheit des Antrages**

Der Antrag ist auch begründet. Der Vorschlag der Antragstellerinnen erfüllt die Vorgaben der Regelungen des Art. 40 Abs. 5 SO-VO und steht im Übrigen im Einklang mit den weiteren Vorschriften und Zielen der SO-VO.

Der Vorschlag für den Umfang des Datenaustauschs erfüllt die Voraussetzungen des Art. 40 Abs. 5 SO-VO. Danach ist erforderlich, dass der Antrag die Anwendbarkeit und den Umfang des Datenaustauschs auf Grundlage der Kategorien der Stammdaten gemäß Art. 48, der Fahrplan- und Prognosedaten nach Art. 49 SO-VO, der Echtzeitdaten i. S. d. Art. 44, 47 und 50 SO-VO und auf Grundlage der Bestimmungen der Art. 51, 52 und 53 SO-VO zum Datenaustausch zwischen ÜNB und VNB, signifikanten Stromerzeugungsanlagen sowie Verbrauchsanlagen beschreibt.

### **1. Geltungsbereich**

Gegenstand der Genehmigung sind Anwendbarkeit und Umfang des Datenaustauschs. Nicht Gegenstand der Genehmigung ist die Organisation des Datenaustauschs an sich.

Die SO-VO stellt im Rahmen des Kapitel 2 zu den Anforderungen und Regelungen des Datenaustauschs der Art. 44 ff. vielfach auf den Eigentümer eines SNN als zur Datenlieferung Verpflichteten ab, vgl. beispielhaft in Art. 47 Abs. 1 SO-VO. Allerdings wird jeweils durch den Wortlaut der Artikel deutlich gemacht, dass dies nur gilt, „soweit der ÜNB nichts anderes bestimmt“. Die Antragstellerinnen adressieren in ihrem Antrag den Anlagenbetreiber als Verantwortlichen für die Bereitstellung und Lieferung der beantragten Informationen und Daten. Damit machen sie von der ihnen durch die SO-VO eingeräumten Möglichkeit Gebrauch, einen abweichenden Verpflichteten für die Datenlieferungen zu bestimmen.

Die Bestimmung des Anlagenbetreibers als Adressat der Datenlieferungsverpflichtung ist sachgerecht. Das Abstellen auf den Anlagenbetreiber ist in der Energiewirtschaft üblich und hat sich im Rahmen der bestehenden Regelungen zu den Verantwortlichkeiten von Anlagenbetreibern aus dem EEG bewährt. Ein Abstellen auf den Eigentümer einer Anlage ist gerade im Falle von EE-Erzeugungsanlagen nicht praktikabel, da den Antragstellerinnen die tatsächlichen Eigentumsverhältnisse oftmals nicht bekannt sind. Die Kommunikation mit diesen Anlagen erfolgt heute schon oftmals über den jeweiligen Anlagenbetreiber. Es bleibt dem Anlagenbetreiber dabei unbenommen, sich für die Datenlieferung und die Kommunikation mit den Antragstellerinnen eines Dritten, z.B. des Direktvermarkters, zu bedienen. Den von QUADRA geäußerten Bedenken, die zu übermittelnden Echtzeitdaten seien dem Eigentümer der Anlage oft nicht bekannt und könnten daher auch nicht vom Eigentümer zur Verfügung gestellt werden, ist damit Rechnung getra-

gen.

Neben dem Direktvermarkter kann sich der Anlagenbetreiber zur Erfüllung seiner Verpflichtungen zur Datenlieferung auch eines Einsatzverantwortlichen (EIV) bedienen. Diese Möglichkeit ist im Antrag explizit vorgesehen. Die in den Stellungnahmen verschiedentlich kritisierte Einführung einer neuen Marktrolle des EIV als rechtlich Verantwortlichen für die Datenlieferung beruht auf einem Missverständnis. Die Antragstellerinnen haben durch die Beschreibung der Rolle eines EIV im Antrag weder die Verpflichtung zur Benennung noch die Einführung einer neuen rechtlich verantwortlichen natürlichen oder juristischen Person für Datenlieferungen beantragt. Vielmehr soll dadurch dem Anlagenbetreibern die Möglichkeit eingeräumt werden, den EIV mit den Aufgaben der Bereitstellung der geforderten Daten im Sinne eines Erfüllungsgehilfen zu betreuen. Es soll also keinesfalls eine verpflichtend zu schaffende neue Rolle, sondern eine optionale Möglichkeit für die Anlagenbetreiber geschaffen werden, ihre Verpflichtungen in der praktischen Umsetzung auf einen Dritten zu delegieren und den EIV als zuständigen „Ansprechpartner“ gegenüber den Antragstellerinnen zu bestimmen. Der Beschlusskammer sind keine Bedenken ersichtlich, die dagegen sprechen, den Anlagenbetreibern die Möglichkeit einzuräumen, auch einen EIV mit der Datenlieferung zu betrauen. Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass der Anlagenbetreiber auch in diesem Fall rechtlich im Außenverhältnis für die Erfüllung der Datenlieferpflichten verantwortlich bleibt. Die Beauftragung eines Dienstleisters führt nicht dazu, dass er diese Verantwortung im rechtlichen Außenverhältnis delegieren kann. Aus diesem Grunde geht auch der Einwand aus der Konsultation fehl, dass in Fällen der Vermarktung durch einen Aggregator die Benennung eines einzelnen EIV nicht möglich sei.

Soweit in der Konsultation angemerkt wurde, dass Doppeldatenmeldungen zu vermeiden seien, stimmt die Beschlusskammer dem zwar grundsätzlich zu. Allerdings ist das Verfahren zur Übermittlung der Daten selbst nicht Gegenstand dieser Genehmigung. Daher müssen innerhalb dieses Verfahrens auch die Hinweise und Kritik aus den Stellungnahmen, der Aufbau paralleler Kommunikationsstrukturen solle vermieden werden, ebenso unbeachtet bleiben wie die Forderung, nach Möglichkeit alle Daten von Anlagenbetreibern nur über das MaStR und im Einklang mit den Regelungen des Messstellenbetriebsgesetzes (MSbG)<sup>5</sup> und den Anforderungen des zukünftigen „Rollouts“ von Smart Metern den ÜNB zur Verfügung zu stellen. Richtig ist zwar, dass es eine gemeinsame Schnittmenge an zu übermittelnden Daten aufgrund der bestehenden Festlegung BK6-13-200 zu den KWEP-1-Daten und nach der GLDPM Genehmigung nach der CACM-VO zu den von den Antragstellerinnen beantragten Daten gibt. Der vorliegende Antrag basiert jedoch auf der abweichenden Rechtsgrundlage der SO-VO. Die SO-VO hat dabei die sichere System- und Betriebsführung der Übertragungsnetze als primäres Ziel (vgl. dazu bereits

---

<sup>5</sup> Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen- (Messstellenbetriebsgesetz – MSbG).

oben) und setzt dafür Mindeststandards und Anforderungen an die Antragstellerinnen. Sie sind auf Basis der Rechtsgrundlage der SO-VO und zur Erfüllung ihrer Verpflichtungen und Aufgaben aus ihr berechtigt, den dazu erforderlichen Umfang der Daten und Informationen von betroffenen VNB und SNN der Bundesnetzagentur zur Genehmigung vorzulegen. Diese Genehmigung des Umfangs der Daten ist unabhängig von der Frage zu beurteilen, ob die Daten den Antragstellerinnen bereits heute aufgrund anderer Regelungen und Rechtsgrundlagen tatsächlich zur Verfügung stehen.

Diese Erwägungen sind auch darin begründet, dass bei Wegfall einer der beiden bestehenden Rechtsgrundlagen den Antragstellerinnen für die zentrale Aufgabe der sicheren System- und Betriebsführung der Übertragungsnetze weiterhin eine wirksame Rechtsgrundlage für die Erhebung der erforderlichen Daten zur Verfügung stehen muss. Die vorliegende Genehmigung umfasst zudem nur den notwendigen Umfang des Datenaustauschs, also ob ein Datum für die Erfüllung der Zwecke der SO-VO für die Antragstellerinnen zur Übertragungsnetzbetriebsführung erforderlich ist. Nicht umfasst ist das „wie“ der Datenübertragung bzw. ob ein Datum auch tatsächlich (neu) zu übermitteln ist.

Soweit in der Konsultation geltend gemacht wurde, dass die SO-VO nicht ausschließlich den Datenbedarf der ÜNB, sondern auch möglichst den Datenbedarf der VNB decken sollte, ist dies nur zum Teil zutreffend. Richtig ist, dass Daten, die nach der SO-VO erhoben werden, grundsätzlich auch von den VNB für die Erfüllung ihrer Aufgaben genutzt werden dürfen. Dies ergibt sich aus Art. 51 Abs. 2 SO-VO, der ausdrücklich eine Datenbereitstellung durch den ÜNB an den Anschlussverteilernetzbetreiber hinsichtlich der Daten zu Erzeugungseinheiten vorsieht. Dieses Vorgehen ist auch aus Gründen der Verhältnismäßigkeit sinnvoll, da sich dadurch doppelte Datenmeldungen durch die Meldepflichtigen vermeiden lassen. Daraus folgt aber nicht, dass die Datenerhebung aufgrund der SO-VO am Bedarf der VNB zu orientieren ist. Im Gegenteil: Datenanforderungen nach Teil II Titel 2 der SO-VO (Art. 40 bis 53) lassen sich nur damit begründen, dass die Daten für den sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes erforderlich sind.

Dies folgt bereits aus dem Gegenstand der SO-VO. Dieser ist nach Art. 1 a) unter anderem die „Anforderungen und Grundsätze hinsichtlich der Betriebssicherheit“. „Betriebssicherheit“ wird in Art. 3 Abs. 2 Nr. 1 definiert als „die Fähigkeit des *Übertragungsnetzes*, einen durch betriebliche Sicherheitsgrenzwerte bestimmten Normalzustand aufrechtzuerhalten oder so bald wie möglich wieder herzustellen“ [Herv. nicht im Orig.]. Für dieses Verständnis spricht auch das Konzept der „Observability Area“, also die „Beobachtung“ von Teilen des Verteilernetzes durch den ÜNB, um die Betriebssicherheit (des Übertragungsnetzes, s. o.) in seiner Regelzone aufrecht zu erhalten

(Art. 3 Nr. 48 SO GL)<sup>6</sup>.

Diese Auslegung der SO GL entspricht zudem ihrer Rechtsgrundlage, die hinsichtlich der Regelungen zum Datenaustausch auf Art. 18 Abs. 3 a, Art. 15 der Verordnung 714/2009 (StromhandelsVO) beruht. Danach sind Gegenstand von Leitlinien u. a. Einzelheiten zur Bereitstellung von Informationen, um die Netzsicherheit im Rahmen des Engpassmanagements zu gewährleisten. „Engpass“ ist in Art. 2 Abs. 2 lit. c StromhandelsVO definiert als „eine Situation, in der eine Verbindung zwischen nationalen *Übertragungsnetzen* wegen unzureichender Kapazität der Verbindungsleitungen und/oder der betreffenden nationalen *Übertragungsnetze* nicht alle Stromflüsse im Rahmen des von Marktteilnehmern gewünschten internationalen Handels bewältigt werden kann“ [Herv. nicht im Orig.] Dies deckt sich mit dem Gegenstand der StromhandelsVO: grenzüberschreitender Stromhandel und Stromgroßhandelsgeschäfte (vgl. Art. 1 StromhandelsVO). Verteilernetze spielen für diese Fragen praktisch keine Rolle. Dementsprechend finden sich in der StromhandelsVO auch nur Vorgaben für ÜNB, während der europarechtliche Rahmen für VNB ausschließlich in der Richtlinie 2009/72/EG geregelt ist. Eine Auslegung der SO-VO, die darüber hinaus auch den Betriebssicherheit der Verteilernetze zum Maßstab macht, würde also den Inhalt der SO-VO deutlich über ihre Rechtsgrundlage ausdehnen und wäre damit unzulässig.

Dadurch entsteht keine Regelungslücke. Soweit VNB den Bedarf zur Erfassung weiterer Daten haben, haben sie nach § 12 Abs. 4 EnWG auch ohne vorherige Genehmigung durch die Bundesnetzagentur einen Anspruch auf Bereitstellung der entsprechenden Informationen.

Soweit in der Konsultation vorgetragen wurde, dass aufgrund der Weitergabe von marktrelevanten Daten an Netzbetreiber, die nicht oder nur teilweise entflochten seien, ein enormes Missbrauchspotential bestünde, ist darauf hinzuweisen, dass Art. 51 Abs. 1 und 2 SO-GL ausdrücklich einen Datenaustausch zwischen ÜNB und VNB vorschreibt. Zwar ist einzuräumen, dass VNB ein deutlich geringeres Entflechtungsniveau aufweisen als Transportnetzbetreiber. Die Vorgaben zur informationellen Entflechtung nach § 6a EnWG gelten jedoch für alle Netzbetreiber – einschließlich sog. „de-minimis-Unternehmen“ mit weniger als 100 000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossener Kunden. Marktrelevante Daten dürften „wirtschaftlich sensible Informationen“ im Sinne des § 6a Abs. 1 EnWG sein, so dass deren Vertraulichkeit zu wahren ist. Ein Verstoß gegen diese Vorgabe könnte für den Netzbetreiber nicht nur aufsichtsrechtliche, sondern auch zivilrechtliche Konsequenzen haben.

---

<sup>6</sup> Vgl. auch die Begriffsbestimmung in Art. 3 Nr. 48 SO-VO: „Observability Area („Beobachtungsgebiet“) bezeichnet das eigene Übertragungsnetz eines ÜNB sowie die relevanten Teile von Verteilernetzen und Übertragungsnetzen benachbarter ÜNB, die der ÜNB in Echtzeit überwacht und modelliert, um die Betriebssicherheit in seiner Regelzone einschließlich der Verbindungsleitungen aufrechtzuerhalten.“ Wie die jeweilige Observability Area der einzelnen ÜNB räumlich abgegrenzt wird und welche Netzbetriebsmittel und Netzteile umfasst sind, wird durch die ÜNB nach der nach Art. 75 SO-VO zu entwickelnden Methode zur Koordination der Betriebssicherheitsanalyse näher bestimmt.

Soweit im ursprünglichen Antrag Datenaustausche auf Grundlage der Art. 43, 45 und 46 SO-VO beantragt worden waren, sind diese nunmehr zu Recht nicht mehr im Antrag enthalten. Denn diese Datenaustausche bedürfen nicht der Genehmigung nach Art. 40 Abs. 5 SO-GL.

## 2. Teilprozesse der Betriebsplanung und des Systembetriebs der ÜNB zur Begründung der Datenerhebungen

Die beantragten Datenerhebungen der Antragstellerinnen verfolgen den legitimen Verwendungszweck der Sicherstellung und Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit und der sicheren Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität. Dies gilt innerhalb der deutschen Regelzonen sowie für das gesamteuropäische Verbundnetz. Für diese Zwecke benötigen die Antragstellerinnen im Rahmen der Erfüllung ihrer Aufgaben und Verpflichtungen der System- und Betriebsführung des Übertragungsnetzes für eine Vielzahl von notwendigen Teilprozessen Daten von VNB und SNN. Dabei hat sich der Umfang und die Granularität der Datenerhebung anhand der Bedürfnisse der ÜNB für ihre Zwecke der Betriebsführung des Übertragungsnetzes zu orientieren. Die Antragstellerinnen sind nach den Regelungen der Art. 72 bis 74 der SO-VO verpflichtet, für alle Zeitbereiche (Year-Ahead, optional Week-Ahead, Day-Ahead, Intraday und den Echtzeitbereich) Betriebssicherheitsanalysen durchzuführen. Durch die Betriebssicherheitsanalysen der vier Zeitbereiche sollen Einschränkungen durch die Überschreitung betrieblicher Sicherheitsgrenzwerte von Leistungsflüssen und Spannungen, ebenso wie die Verletzung von zuvor festgelegten Stabilitätsgrenzwerten des Übertragungsnetzes und Schwellenwerte von Kurzschlussströmen rechtzeitig erkannt und geeignete Maßnahmen zur Aufrechterhaltung des sicheren und effizienten Übertragungsnetzbetriebs und der Versorgung mit Strom durch die ÜNB gewährleistet werden. Um vorhersehbare Einschränkungen des Betriebs der Stromnetze zu identifizieren und diesen durch geeignete Maßnahmen gemeinsam mit benachbarten ÜNB, VNB und SNN entgegenwirken zu können, sind die mit der vorliegenden Genehmigung von den ÜNB zu erhebenden Daten für eine echtzeitnahe Betriebssicherheitsanalyse mittels einer Zustandserkennung der jeweiligen Observability Area<sup>7</sup> zur Bewertung der jeweiligen konkreten Netzsituation notwendig.

Die Antragstellerinnen legen für die Begründung der Datenerhebung der einzelnen Daten und Informationen verschiedene Teilprozesse der Betriebsführung des Übertragungsnetzes zu Grunde. Diese werden im Folgenden als Teilprozesse A. bis J. näher beschrieben und im weiteren Abschnitt dieser Entscheidung bei der Betrachtung von Einzeldaten in Bezug genommen:

Das **Kurzschlussstrommanagement** als ein Teilprozess (A.) der Systemführung resultiert aus

---

<sup>7</sup> Siehe zu dem Begriff der Observability Area und ihrer Bestimmung im Sinne von Art. 75 i.V.m. Art. 43 SO-VO bereits zuvor Fn. 6.

der Verpflichtung der Art. 30 und 31 SO-VO und hat zum Ziel, die Einhaltung der Grenzwerte sowohl für die maximalen als auch die minimalen Kurzschlussströme in Netzbetriebsmitteln für den Netzschutz im Fehlerfall zu ermitteln. Dazu wird aufgrund der aktuellen Netzdaten sowie der prognostizierten Netzzustände eine Kurzschlussstromberechnung durch die ÜNB durchgeführt. Um damit einen Netzausfall verhindern und etwaige Belastungen des Netzes berechnen zu können, benötigen die ÜNB insbesondere Daten zur Netztopologie, Planungsdaten zur Einspeisung und Entnahme und verschiedene Echtzeitdaten. Dies betrifft nicht nur ihrer eigenen Netze und unmittelbar an ihr Netz angeschlossene signifikante Stromerzeugungseinheiten (SEE) und signifikante Stromspeichereinheiten (SSE), sondern auch die Daten von Verteilernetzen mit Übertragungsnetzanschluss, sofern diese Auswirkungen auf die Berechnung haben. Der ÜNB hat dabei die Verpflichtung, die genauesten und zuverlässigsten verfügbaren Daten zu verwenden, vgl. Art. 31 Abs. 2 lit. a) SO-VO.

Als weiterer Teilprozess (B.) wird von den Antragstellerinnen die Bewertung der **regionalen Leistungsbilanz** im Sinne von Art. 81 SO-VO zur Begründung der Erhebung verschiedener Daten und Informationen in zulässiger Weise herangezogen. Dabei werden Situationen im Übertragungsnetz unter Betrachtung auch grenzübergreifender Austauschkapazitäten und operativer Sicherheitsgrenzwerte identifiziert, in denen ein Leistungsungleichgewicht bzw. eine Leistungsunterdeckung im Netz vorherrscht. Damit werden in der Leistungsbilanz Einspeise- und Lastsituation im Energieversorgungssystem gegenübergestellt und ihre Ausgeglichenheit bewertet. Eine negative Bilanz soll so rechtzeitig erkannt und ausgeglichen werden können. Um die Daten für diese Bewertung zum Zwecke der Systemsicherheit und zuverlässigen Versorgung mit Elektrizität dem für die Berechnung zuständigen regionalen Sicherheitskoordinator<sup>8</sup> zur Verfügung stellen zu können, benötigen die ÜNB Informationen über die zu erwartende Gesamtlast und die für die Laststeuerung verfügbaren Ressourcen, über die Verfügbarkeit von Stromerzeugungsanlagen und über die relevanten betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte. Die Erhebung dieser Informationen ist zur Erfüllung der gesetzlichen Verpflichtung zur Meldung der erforderlichen Informationen an den die Bewertung der regionalen Leistungsbilanz erstellenden regionalen Sicherheitskoordinatoren gem. Art. 81 Abs. 2 SO-VO erforderlich. Jeder regionale Sicherheitskoordinator bewertet die regionale Leistungsbilanz auf Grundlage der von den ÜNB bereitgestellten Informationen, um so Situationen zu ermitteln, aufgrund derer eine unzureichende Leistungsbilanz in einer Regelzone oder auf paneuropäischer regionaler Ebene zu erwarten ist, vgl. Art. 81 Abs. 2 S. 1 SO-VO.

Zudem dient dieser Teilprozess auch der Verpflichtung der ÜNB nach Art. 106 SO-VO, halbjährlich eine gesamteuropäische Leistungsbilanzbetrachtung für den jeweils kommenden Winter und

---

<sup>8</sup> Regionaler Sicherheitskoordinator bezeichnet die im Eigentum der ÜNB stehende oder von ihnen kontrollierte Organisation, die in einer oder mehreren Kapazitätsberechnungsregionen Aufgaben im Zusammenhang mit der regionalen Koordination der ÜNB wahrnimmt, vgl. die Begriffsbestimmung in Art. 3 Nr. 89 SO-VO.

Sommer durchführen zu müssen, die eine Must-Run-Betrachtung enthalten muss. Die Kenntnis dieser Mindesterzeugung ist zur Erfüllung der gesetzgeberischen Verpflichtung ebenfalls erforderlich.

Ein weiterer Teilprozess (C.), für den die Antragstellerinnen zur Erfüllung ihrer gesetzlichen Verpflichtungen aus der SO-VO Daten und Informationen von VNB und SNN erheben, ist die Neuberechnung der **zonenübergreifenden Day-Ahead- und Intradaykapazitäten** gem. Art 22 Abs. 1 lit. d SO-VO. Um eine möglichst präzise Berechnung der Kapazitäten für die beiden Zeitbereiche vornehmen zu können, bedarf es der Erhebung einiger Stammdaten und der Meldung von Nichtbeanspruchbarkeiten, insbesondere für Erneuerbare-Energien-SEE (EE-SEE). Deren Erfordernis wird dadurch verstärkt, dass den Netzbetreibern für den Großteil dieser Erzeugungsanlagen auch perspektivisch in absehbarer Zeit keine Planungsdaten in Form von Einspeisefahrplänen vorliegen werden. Um ihren gesetzlichen Verpflichtungen dennoch nachzukommen und möglichst präzise Berechnungen der Kapazitäten durchführen zu können, ist es für die ÜNB notwendig, Stammdaten und Informationen über Nichtbeanspruchbarkeiten zu erhalten, um eigenständig Planungsdaten für die Einspeisung der entsprechenden Anlagen generieren zu können.

Hinzu kommt die **Vorbereitung und Aktivierung sowie Koordinierung von Entlastungsmaßnahmen** gem. Art. 23 SO-VO als weiterer Teilprozess (D.) und als eine der Kernaufgaben des Übertragungsnetzbetriebs. Dabei werden insbesondere Entlastungsmaßnahmen von den Übertragungsnetzbetreibern vorgenommen, die aufgrund von überregional verursachten Engpässen ein hohes Maß an Koordination mit benachbarten beteiligten Netzbetreibern und die möglichst genaue Kenntnis auch aller Entlastungsmaßnahmen in den angrenzenden und unmittelbar unterlagerten Netzen und ihrer technischen Eigenschaften und Kosten erfordern. Durch eine Koordinierung können die Entlastungsmaßnahmen gewählt werden, welche unter Beachtung der technischen Restriktionen die wirtschaftlich sinnvollste Entlastung der prognostizierten Netz-Engpässe ermöglichen. Für die bestmögliche Ausnutzung der vorhandenen Redispatchvermögen durch die ÜNB – und damit einhergehend einer möglichst wirtschaftlichen und im Sinne der Kostenvermeidung für die Allgemeinheit der Stromnetznutzer effizienten Behebung von prognostizierten Netzengpässen – ist die genaue Kenntnis der Eingriffsmöglichkeiten und präzise Informationen über Absenkungspotentiale verschiedener Erzeugungsanlagen von großer Bedeutung. Die bestmögliche Ausnutzung des Redispatchvermögens – sowohl von konventionellen als auch von EE-Anlagen – ist ferner notwendig, um die Abregelung von EE-Erzeugung zu minimieren. Die Abfrage der dafür benötigten Daten und Informationen ist gemessen am Ziel der Versorgungssicherheit und des sicheren, effizienten und umweltverträglichen Netzbetriebs erforderlich.

Die Teilprozesse der **Spannungsregelung und des Blindleistungsmanagements** der Art. 27

bis 29 (E.) und der **Ausfallvariantenberechnung** im Sinne von Art. 34 SO-VO (F.) werden ebenfalls zur Begründung der Erhebung verschiedener Daten und Informationen von den ÜNB herangezogen. Gerade die Ausfallvariantenrechnung ist ein wesentlicher Bestandteil der Netzsicherheitsberechnungen.

Jeder ÜNB ist durch Art. 19 SO-VO auch verpflichtet, permanent seine **Netzzustände** nach vorgegebenen Kriterien **in Echtzeit** zu bestimmen und zu überwachen (H.) und ggf. die Befunde benachbarten Netzbetreibern mitzuteilen. Dabei stellen insbesondere die deutschen ÜNB die zunehmende Anzahl an in den unterlagerten Netzebenen angeschlossenen volatil einspeisenden EE-SEE vor die Herausforderung, dass über deren Einspeiseverhalten keine Messdaten beim ÜNB vorliegen.

Mit dem zuvor beschriebenen Teilprozess korrespondiert die Verpflichtung der ÜNB aus Art. 32 SO-VO, die **Leistungsflussgrenzwerte** und der betrieblich festgelegten **Sicherheitsgrenzwerte** im Normalbetrieb und nach Ausfall eines Netzbetriebsmittels zu überwachen (I.). Die Antragstellerinnen müssen zur Beherrschung der Leistungsflüsse im Normalbetrieb vorbeugende Entlastungsmaßnahmen in ihren Netzen ergreifen, sobald eine Ausfallvariantenrechnung eine Verletzung des (n-1)-Kriteriums ergibt. Selbiges gilt auch dann, wenn eine Verletzung des (n-1)-Kriteriums bereits eingetreten ist, dann jedoch zur schnellen Wiederherstellung der (n-1)-Sicherheit des Netzes.

Abgerundet werden die Teilprozesse durch die Erstellung von **EE-Hochrechnungen** und von EE-Prognosen (J.). Durch die Erhebung von Stammdaten, Planungsdaten und begrenzten Echtzeitdaten für die Einspeisung von EE-SEE wird dadurch mangels flächendeckender EE-Echtzeitmessungen die Gesamterzeugung je Energieträger von den Antragstellerinnen deutlich besser prognostizierbar. Diese Informationen sind für die zuvor beschriebenen Teilprozesse und Verpflichtungen der Antragstellerinnen für die durchzuführenden Netzzustandsberechnungen, die Ausfallvarianten- und Lastflussberechnungen wichtige Eingangsgrößen. Ohne ihre Kenntnis würde es den Antragstellerinnen aufgrund der hohen Volatilität des Einspeiseverhaltens und Verhaltens von EE-SEE am Netz deutlich erschwert, die für eine sichere Übertragungsnetzbetriebsführung notwendigen Prognosen und Berechnungen, sowie die Erstellung der entsprechenden Netzmodelle in der notwendigen Genauigkeit durchführen zu können. Die Daten- und Informationsanforderungen zu diesen Zwecken sind erforderlich und von den Zielen und Zwecken der SO-VO gedeckt.

### 3. Kategorien der Objekte der Daten und Informationserhebung

Die Antragstellerinnen differenzieren nach verschiedenen Objekten, für die Daten und Informati-



onen bereitgestellt werden sollen. Dieser Genehmigung werden diese Kategorien von Objekten den Datenlieferungen zu Grunde gelegt. Eine Differenzierung ist grundsätzlich sinnvoll und notwendig. Die Auswirkungen der verschiedenen Arten von Objekten auf das Übertragungsnetz unterscheiden sich qualitativ und quantitativ zum Teil erheblich. Hinzu kommt, dass je nach Art und Größe der Anlage mehr oder weniger Datenlieferpflichten zumutbar und verhältnismäßig sind.

Zunächst betreffen die Datenlieferungsverpflichtungen die Stromerzeugungseinheiten. Die Datenanforderungen zu Erzeugungsanlagen nach Teil II Titel 2 der SO-VO können nur Anlagen betreffen, die in den Anwendungsbereich der SO-VO nach Art. 2 fallen. Dies sind nach Art. 2 Abs. 1 lit. a SO-VO Anlagen des Typs B, C und D gemäß den Kriterien des Art. 5 der RfG-VO. Durch Festlegung vom 24.04.2018 (BK6-16-166)<sup>9</sup> hat die Beschlusskammer folgende, von der Verordnung abweichende Schwellenwerte festgelegt:

Stromerzeugungsanlagen Typ B:  $\geq 0,135$  MW

Stromerzeugungsanlagen Typ C:  $\geq 36$  MW

Stromerzeugungsanlagen Typ D:  $\geq 45$  MW

Datenanforderungen gegenüber kleineren Anlagen können nicht auf Art. 40 Abs. 5 SO GL gestützt werden. Dies schließt aber Datenanforderungen auf anderer Rechtsgrundlage – insbesondere § 12 Abs. 4 EnWG – nicht aus.

Die Antragstellerinnen differenzieren in ihrem Antrag folgendermaßen:

Groß-SEE: konventionelle Erzeugungseinheiten  $\geq 10$  MW

S-SEE: Sonstige konventionelle Erzeugungseinheiten  $\geq 1$  MW und  $< 10$  MW

EE-SEE: SEE auf Basis von Erneuerbaren Energien

**Groß-Stromerzeugungseinheiten (Groß-SEE)** sind von den Antragstellerinnen als konventionelle Erzeugungseinheiten der Typenklassen B, C und D mit einer Nettoleistung größer gleich 10 MW definiert. Die Wahl des Grenzwerts von 10 MW für SEE ist sachgerecht und sinnvoll. Der Grenzwert von 10 MW Nettonennleistung für eine SEE orientiert sich an den bereits bestehenden und sich in der Praxis etablierten vergleichbaren Grenzwerten. So verpflichtet §13a Abs. 1 EnWG konventionelle Erzeugungsanlagen ab einer Leistung von 10 MW, auf Anforderung der ÜNB die Wirk- oder Blindleistungseinspeisung anzupassen. Darauf basierend umfasst der Adressatenkreis der KWEP1-Festlegung ebenfalls alle Erzeugungsanlagen mit einer Leistung größer gleich 10 MW. Da SEE größer gleich 10 MW typischerweise professionell betriebene Anla-

---

<sup>9</sup> Beschluss vom 24.04.2018 der BNetzA zur Genehmigung eines gemeinsamen Vorschlages der ÜNB für die Schwellenwerte für die Maximalkapazität von Stromerzeugungsanlagen des Typs B, C und D gem. Art. 5 Abs. 3 der Verordnung (EU) 2016/631 (RfG-VO) der Kommission vom 14.04.2016, Az. BK6-16-166.

gen sind und diese bereits nach der KWEP1-Festlegung Datenlieferungsverpflichtungen zu erfüllen haben, ist keine Überforderung der SEE durch die Datenlieferpflichten zu erwarten, wenn durch den vorliegenden Vorschlag zusätzliche Daten zu melden sind. Analog der gesetzlichen Regelung des § 13a Abs. 1 EnWG bezieht auch der vorliegende Antrag die Schwellwerte auf eine Einheit/Generator und nicht auf die Gesamtheit aller an einem Netzanschlusspunkt angeschlossenen Anlagen.

**Sonstige Stromerzeugungseinheiten (S-SEE)** umfassen Erzeugungseinheiten der Typenklassen B, C und D mit einer Nettonennleistung größer oder gleich 1 MW und kleiner als 10 MW.

Die **EE-SEE** untergliedern sich differenziert nach ihren jeweiligen Primärenergieträgern in die Anlagenkategorien der Windenergieanlagen (EE-SEE Wind), der Solaranlagen (EE-SEE Solar), der Biomasseanlagen (EE-SEE Biomasse), der Laufwasserkraftwerke (EE-SEE Laufwasser), der sonstigen Energieträger (EE-SEE Sonstige ET) und der Referenzanlagen (EE-SEE Referenz). Die technischen Einheiten der EE-SEE Wind können jeweils pro Netzanschlusspunkt zur Datenerhebung und Meldung als Park zusammengefasst werden. In Bezug auf die EE-SEE Solar beziehen die Antragstellerinnen die Schwellenwerte, ab denen Daten zu übermitteln sind, auf den jeweiligen Solarpark und nicht die technische Einheit. Damit wird durch die Antragstellerinnen der Kritik aus der Konsultation Rechnung getragen, dass in der derzeitigen Praxis viele dieser Anlagen bei der Datenerhebung von den Direktvermarktern und Anlagenbetreibern nur zusammengefasst betrachtet und Daten nur je Netzanschlusspunkt erhoben würden. Für die verschiedenen EE-SEE gelten dabei unterschiedliche Nettonennleistungsgrenzwerte abhängig vom jeweiligen Primärenergieträger, auf die im Folgenden an entsprechender Stelle detailliert eingegangen wird.

Die Antragstellerinnen beantragen die Erhebung von Echtzeitdaten und Statusmeldungen von EE-SEE ab einer Anlagengröße von 1 MW Nettonennleistung. Die Wahl des Grenzwertes von 1 MW für EE-SEE ist sachgerecht und angemessen. Ab dieser Anlagengröße kann nach Auffassung der Beschlusskammer von einem Mindestmaß an Professionalisierung bei einer EE-SEE berechtigterweise ausgegangen werden. Anlagen dieser Größenordnung sind keine privatgeführten Klein- oder Kleinstanlagen, die einen nicht kommerziellen Betreiber mit der Erhebung von Planungs- und Echtzeitdaten überfordern und deren Betrieb grundsätzlich wirtschaftlich unrentabel erscheinen lassen würden.

Die Antragstellerinnen erfassen **Stromspeichereinheiten (SSE)** als eigenständige Kategorie von Anlagen. Zwar werden Stromspeicheranlagen in der SO-VO nicht als eigenständiger Anlagentyp erwähnt. Jedoch verhalten sich SSE am Netz je nachdem, ob sie Strom aus dem Netz beziehen oder in das Netz abgeben, wie konventionelle Stromverbrauchs- oder Erzeugungseinheiten. Damit sind Stromspeichereinheiten als eine Untergruppe der Stromerzeugungseinheiten

vom Anwendungsbereich der SO-VO erfasst. Der Schwerpunkt der beantragten Datenerhebung liegt dabei für die SSE auf dem Verhalten als Stromerzeugungseinheit. Die Einführung einer eigenen Kategorie von verpflichteten Objekten der Datenlieferungen von Speichern dient einerseits der Klarstellung, dass die Datenbereitstellungspflichten auch für SSE gelten. Eine eigenständige Kategorie SSE ist andererseits auch sinnvoll, da sich bei SSE mit begrenztem Speichervolumen hinsichtlich der Lieferung einzelner Datenpunkte Abweichungen zu einer konventionellen Erzeugungseinheit ergeben. Die Antragstellerinnen unterscheiden analog zu den SEE zwischen großen Stromspeichereinheiten mit einer Leistung größer gleich 10 MW (Groß-SSE) und sonstigen Stromspeichereinheiten mit einer Leistung zwischen 1 MW und 10 MW (S-SSE).

**Stromverbrauchseinheiten (SVE)**, die von den Datenlieferungsverpflichtungen umfasst werden, sind nach dem Antrag beschränkt auf Groß-Stromverbrauchseinheiten (Groß-SVE), mit Höchstspannungsanschluss im Übertragungsnetz, mit einer möglichen Entnahmeleistung von mindestens 50 MW. Eine Groß-SVE kann dabei auch aus mehreren technischen Ressourcen bestehen, die örtlich zusammenstehen und eine technologische Einheit bilden. Dieser Grenzwert für SVE von mindestens 50 MW Entnahmeleistung ist sachgerecht. SVE kleinerer Art sind im Regelfall nicht energiewirtschaftlich am Markt tätig, sondern beziehen (lediglich) den benötigten Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung. Etwas anderes gilt jedoch für größere SVE, da bei diesen von einem gewissen Grad an Professionalisierung in Bezug auf energiewirtschaftlich ausgerichtetes Verhalten ausgegangen werden kann. Die Grenze für die Datenerhebung ab einer möglichen Entnahmeleistung von mindestens 50 MW heranzuziehen, erscheint vor diesem Hintergrund angemessen.

Abschließend adressieren die Antragstellerinnen mit ihrem Antrag auch VNB und ihre Netzbetriebsmittel, sofern sie auf der Spannungsebene der 110-kV Hochspannung über einen direkten Anschluss an das Höchstspannungsnetz der Antragstellerinnen verfügen.

#### **4. Einzeldaten**

Der zu genehmigende Antrag unterscheidet zwischen dem Datenbedarf der ÜNB gegenüber VNB (S. 8 bis 11 des Antrags), Erzeugern und Speichern (S. 12 bis 34), sowie Verbrauchern (S. 35 bis 41). Der Datenbedarf der Antragstellerinnen ist dabei unterteilt in die Kategorien der Stamm-, Planungs- und Echtzeitdaten. Zur Vermeidung von Missverständnissen weist die Beschlusskammer darauf hin, dass die für die vorliegende Genehmigung und im Antrag gewählte Begrifflichkeit des „Stammdatums“ nicht gleichzusetzen ist mit dem Terminus bzw. der Kategorie des Stammdatums aus der MaStRV oder zwingend ein nach der Anlage der Verordnung an das Register zu meldendes Datum oder Information darstellt. Die Genehmigung der im Antrag als „Stammdatums“ bezeichneten Erhebung von Daten/Informationen durch die ÜNB bedeutet nicht

zugleich eine Aussage über die Aufnahme oder Abbildung dieses Datums oder der Information in dem bei der Bundesnetzagentur geführten Markstammdatenregister. Wie bereits ausgeführt, geht es in der vorliegenden Genehmigungsentscheidung lediglich um die Anwendbarkeit und den Umfang der Datenerhebung durch die ÜNB, nicht aber um den Datenaustauschprozess als solchen.

Die Datenanforderungen der diesem Beschluss beigefügten Tabelle sind verhältnismäßig und ihre Anforderung durch die ÜNB von den jeweiligen Adressaten der Datenlieferverpflichtung für den sicheren Systembetrieb und die Zwecke der zuverlässigen, sicheren und effizienten Übertragungsnetzbetriebsführung und der Versorgungssicherheit der Endkunden mit Strom im Einklang mit den Zielen der SO-VO erforderlich. Ihre Erhebung ist auch im engeren Sinne verhältnismäßig und auf Grund des überragenden Rechtsguts der Versorgungssicherheit und des sicheren und effizienten Netzbetriebs geboten. Die Notwendigkeit und Verhältnismäßigkeit der einzelnen Datenanforderung der ÜNB ist aufgrund der beschriebenen Teilprozesse der Übertragungsnetzbetriebsführung hinreichend durch die Ausführungen der Antragstellerinnen im Antrag und dem Erläuterungsdokument begründet. Etwaige individuelle Interessen der betroffenen Adressaten, wie z.B. einer gesteigerten Kostenbelastung, haben nach einer Interessenabwägung aufgrund des überragenden Rechtsguts der Versorgungssicherheit zurück zu treten.

Im Einzelnen:

#### **a) Daten von Verteilernetzbetreibern**

Gegenstand der Datenlieferpflichten sind 110-kV-Verteilernetze, die unmittelbar an das Höchstspannungsnetz der ÜNB angeschlossen sind. Es werden von den Antragstellerinnen keine Datenerhebungen von weiteren diesen nachgelagerten Verteilernetzen beantragt.

##### **aa. Stammdaten**

Die Stammdaten mit den lfd. Nummern 12, 13, 14 und 15 beziehen sich auf Informationen, die bei den VNB über die an ihr Netz angeschlossenen SEE, SSE und EE-SEE vorliegen. Die von den ÜNB beantragten Informationen umfassen das Datum der Fernsteuerbarkeit im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements (lfd. Nr. 12), das Datum des Direktzugriffs des Anschlussnetzbetreibers (lfd. Nr. 13), die Information, ob EE-SEE als Referenzanlage bzw. Referenzpark ausgewiesen ist (lfd. Nr. 14) und die Information, ob eine EE-SEE in ihrer Einspeiseleistung aufgrund eines Engpasses im Netzanschluss dauerhaft eingeschränkt ist (lfd. Nr. 15). Die Erhebung dieser Stammdaten ist ausführlich und nachvollziehbar durch die Teilprozesse D. und J.

begründet. Adressiert sind die VNB. Dort liegen diese Daten bereits vor. Hoher Aufwand für die Datenbereitstellung ist nicht zu erwarten.

### **bb. Echtzeitdaten**

Die in den lfd. Nummern 19 bis 21 in der Tabelle aus Tenorziffer 1 von den Antragstellerinnen beschriebenen Daten und Informationen werden vorwiegend für die Zwecke der Ausfallvariantenrechnung (Teilprozess F.) und damit die Sicherstellung des  $(n-1)$ -Kriteriums benötigt. Dafür sind Ist-Topologiewerte von Umspannwerken im Rahmen der Observability Area (Lfd. Nr. 19), Messwerte der Betriebsmittel, Schaltfelder und Kupplungsfelder (Lfd. Nr. 20) sowie Stufenschaltstellungen von Transformatoren (Lfd. Nr. 21) von den VNB gemäß den Vorgaben des Art. 44 SO-VO zur Verfügung zu stellen. Energieträgerscharfe Aggregation der gemessenen und hochgerechneten Einspeisung der an das Verteilernetz angeschlossenen SEE und SSE (Lfd. Nr. 22) sowie die energieträgerscharfen Anpassungs- und Lastprofile (Lfd. Nr. 23) und deren Absenkungen oder Erhöhungen aufgrund von Entlastungsmaßnahmen in den entsprechenden Netzknoten (Lfd. Nr. 158) sind ebenfalls nach Art. 44 SO-VO an den ÜNB zu übermittelnde Daten und Informationen.

Durch die Übermittlung dieser Daten und Informationen erhalten die ÜNB bessere Informationen über die tatsächliche Netz- und Einspeisesituation der ihrem Netz nachgelagerten Netzebene. So können die Prognosen und Hochrechnungen für die Zwecke der Betriebssicherheit verbessert und präzisiert werden. Dies wird flankiert durch die Übermittlung sogenannter Snapshot-Netzmodelle (Lfd. Nr. 24) des Ist-Zustandes für einen bestimmten definierten Zeitpunkt der Observability Area und des reduziert dargestellten Randnetzes, um damit auch im Falle des Ausfalls der Echtzeitdatenübermittlung zu gewährleisten, dass möglichst gute Informationen über die Netzsituation des unterlagerten Verteilernetz dem ÜNB zur Verfügung stehen. Dieses Vorgehen ist sinnvoll und erforderlich, damit die Antragstellerinnen auch bei Störung oder Ausfall der Echtzeitdatenübermittlung ein Mindestmaß an notwendigen Daten zur Verfügung haben. Die Datenerhebungen der Echtzeitdaten von den VNB sind gerechtfertigt und die Erforderlichkeit mit den Zwecken und gesetzlichen Anforderungen an die Gewährleistung der Systemsicherheit von den ÜNB hinreichend begründet.

### **b) Daten zur Erzeugung und Speicherung**

Die von den SEE und SSE bereitzustellenden Daten untergliedern sich ebenfalls in Stammdaten und Echtzeitdaten. Zusätzlich umfasst der Antrag auch Planungsdaten. Differenziert wird zwischen Groß-SEE, S-SEE, den verschiedenen Kategorien der EE-SEE und den Groß-SSE.

### aa. Stammdaten

Stammdaten werden von allen SEE, SSE, Groß-SVE sowie den verschiedenen EE-SEE im Anwendungsbereich der SO-GL erhoben, wobei sich der Umfang der Anforderungen im Einzelnen nach den verschiedenen Leistungsklassen unterscheidet.

Ein eindeutiger Identifikator (Lfd. Nr. 7, 9, 75, 76, 145 und 154 des Antrags) ist für das jeweils von der Datenanforderung betroffene Objekt und für eine eindeutige Zuordnung der zu liefernden Daten im Rahmen der Datenaustauschprozesse erforderlich, um Fehler in den Planungsprozessen der ÜNB aufgrund falscher Zuordnung von erhobenen Daten zu verhindern.

Dazu sind die Möglichkeit der Erhebung des W-EIC (Lfd. Nr. 7) ggf. mit der Information über die Verwendung des W-EIC (Lfd. Nr. 154) für sämtliche Objekte sowie des EEG-Anlagenschlüssels für EE-SEE (Lfd. Nr. 9) und der MaStR-Nummer für SEE, SSE und Groß-SVE (Lfd. Nr. 145) an sich geeignete Identifikatoren. Das gleiche gilt für die Mess- und Marktlokationsnummer (Lfd. Nr. 75/76).

Das vielfach in den Stellungnahmen vorgetragene Argument, ein einzelner Identifikator pro Anlage sei ausreichend und die Verpflichtung zur Übermittlung verschiedener Identifikatoren daher unverhältnismäßig, steht der beantragten Anforderungsmöglichkeit der ÜNB von verschiedenen Identifikatoren je nach Objekt nicht entgegen. Die Antragstellerinnen haben überzeugend dargelegt, dass noch nicht abschließend feststellbar ist, welcher Identifikator für die erforderliche und eindeutige Zuordnung des jeweiligen Objekts im Rahmen des Datenaustauschprozesses zu übermitteln ist. Denn dies ist abhängig von der erst im Rahmen des Prozesses nach Art. 40 Abs. 7 SO-VO erfolgenden Ausgestaltung des Datenaustauschprozesses. Es wurde auch darauf verwiesen, dass keine Erhebung *aller* mit dem vorliegenden Vorschlag beantragten Identifikatoren je Anlage erhoben werden sollen, sondern nach Möglichkeit nur einer pro jeweiligem Objekt. Unter dieser Maßgabe ist das Vorgehen der Antragstellerinnen sachgerecht und nachvollziehbar. Die eindeutige Zuordnung der Daten und Informationen zu einzelnen Datenobjekten durch Identifikatoren im Rahmen der Datenerhebung ist erforderlich, aber auch ausreichend. Da zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht abschließend zu beurteilen ist, welcher Identifikator im Einzelfall am besten geeignet ist, die eindeutige Zuordnung sicherzustellen, ist es sachgerecht, den Antragstellerinnen die Möglichkeit und ein Wahlrecht einzuräumen, die Auswahl aus den grundsätzlich geeigneten Identifikatoren erst später im Rahmen der Vereinbarungen der Datenaustauschprozesse als solche zu treffen. Dabei werden die Antragstellerinnen die berechtigten Interessen der Betroffenen zu berücksichtigen haben, indem sie beispielsweise Identifikatoren wählt, für die jeweiligen Objekte möglichst gängig sind. Daher ist es auch im Interesse der Datenlieferpflichtigen, hinsichtlich der zulässigen Identifikatoren die Ausgestaltungsspielräume nicht unnötig zu verengen.

Dem ebenfalls in einigen Konsultationsbeiträgen vorgetragenen Argument einer erhöhten Kostenbelastung durch die Übermittlung von Stammdaten ist zu entgegnen, dass mehr als die Hälfte der von den Antragstellerinnen beantragten Stammdaten bereits nach derzeitiger Gesetzeslage von den betroffenen Anlagen ab dem Start des MaStR dort zu hinterlegen sind. Die Antragstellerinnen werden auf diese Daten zugreifen können. Ein Mehraufwand oder eine zusätzliche Kostenbelastung kann damit für diese Stammdaten aus den Datenanforderungen aus dieser Genehmigungsentscheidung in der Regel nicht erwachsen. Sollten für einzelne Anlagen dennoch Kosten durch zusätzliche Datenmeldungen entstehen, wie beispielsweise der Beantragung eines kostenpflichtigen W-EIC-Codes (Lfd. Nr. 154), hält die Beschlusskammer diese im Umfang für vertretbar. Die Kosten für die Übermittlung von Stammdaten sind verhältnismäßig gering, da Stammdaten sich naturgemäß selten ändern. Das Interesse des einzelnen Anlagenbetreibers an einem Schutz vor einer (potentiellen) Kostenbelastung durch den Aufwand einer erweiterten Verpflichtung zur Übermittlung von Stammdaten hat in Anbetracht der Zwecke der Datenerhebung für die sichere und effiziente Übertragungsnetzführung durch die Antragstellerinnen zum Schutze des Rechtsguts der Versorgungssicherheit zurück zu treten.

Die weiteren Stammdaten der Lfd. Nr. 25 bis 39 für SEE, SSE sowie für EE-SEE größer als 10 MW Nettonennleistung und für die Information über den technischen Netzanschlusspunkt, an welchem Umspannwerk die Erzeugungseinheit an das öffentliche Netz der Stromversorgung angeschlossen ist für Groß-SEE, Groß-SSE und EE-SEE ab 10 MW (Lfd. Nr. 26), sind für die Prognosen der ÜNB und die Erstellung ihrer Netzmodelle erforderlich. Ohne diese grundlegenden Informationen ist die Erstellung von für den sicheren Systembetrieb erforderlichen präzisen Netzzustandsprognosen durch die ÜNB nicht möglich. Die Erhebung dieser Daten generiert für die betroffenen Anlagen auch keinen erheblichen zusätzlichen Aufwand. Denn für Groß-SEE sind sie vollumfänglich bereits heute als Stammdaten für den KWEP-1-Prozess den Antragstellerinnen zu melden. Von den übrigen betroffenen SEE und SSE sind sie von den Meldepflichten des MaStR umfasst. Das Datum des kommerziellen Inbetriebnahmezeitpunktes (Lfd. Nr. 34) wird im MaStR erfasst werden.

Die Erhebung von den derzeit noch nicht zur Übermittlung verpflichteten SEE und SSE unter 10 MW Nettonennleistung ist auch sachgerecht und sinnvoll, da sich die gesamte Stromerzeugungslandschaft immer stärker hin zu einer Dezentralisierung entwickelt. Dadurch werden auch kleinteiligere Informationen und Daten von kleineren Erzeugungsanlagen als bisher von den Antragstellerinnen für ihre Netzberechnungen und Prognosen benötigt. Die beantragten Stammdaten sind im Zusammenspiel mit den zu erhebenden Planungs- und Echtzeitdaten für den möglichst effizienten und sicheren Übertragungsnetzbetrieb erforderlich. Die in den Teilprozessen A. bis J. zur Begründung aufgeführten Erläuterungen und Erklärungen zur Erforderlichkeit des Datenbedarfs sind schlüssig und nachvollziehbar.

Der Forderung des BEE, beim Datum des Stilllegungszeitpunktes nicht zwischen vorläufigen (Lfd. Nr. 35) und endgültigen (Lfd. Nr. 36) Stilllegungszeitpunkten zu differenzieren, ist nicht zu folgen. Die Antragstellerinnen haben überzeugend vorgetragen, eine Unterscheidung sei sinnvoll, um Kenntnis darüber zu erhalten, ab wann eine stillgelegte Anlage vollständig aus den Datenbanken und Systemen der ÜNB entfernt werden könne. Im Gegensatz zu endgültig stillgelegten Anlagen blieben vorläufig stillgelegte Anlagen aufgrund der Möglichkeit einer späteren Reaktivierung in den Systemen weiterhin bestehen. Dies macht die Erhebung beider Daten nachvollziehbar und sachgerecht.

Die weiteren Datenanforderungen (Lfd. Nr. 40 bis 51) stellen ebenfalls wichtige Informationen für die Antragstellerinnen zur Sicherstellung und Präzisierung ihrer Netzberechnungen und der Erstellung ihrer Netzprognosen und Netzmodelle dar. Gerade die grundlegenden technischen und topologischen Informationen zu den verschiedenen Typen von EE-SEE helfen den Antragstellerinnen, genauere Prognosen zu erstellen und das Verhalten dieser Anlagen am Netz und ihren Einfluss auf das Übertragungsnetz besser beurteilen und einschätzen zu können.

Die Kenntnis der genauen Zuordnung einer Groß-SEE, Groß-SSE oder der verschiedenen EE-SEE zu einem Bilanzkreis (Lfd. Nr. 40) ist für die Antragstellerinnen erforderlich, um z. B. im Falle von Eingriffen in die Erzeugung anschließend einen korrekten bilanziellen Ausgleich durchführen zu können. Auch die Übermittlung der Informationen zum Einsatzverantwortlichen (Lfd. Nr. 41) kann für die Antragstellungen wichtig und erforderlich sein. Das ist dann der Fall, wenn der Einsatzverantwortliche vom Anlagenbetreiber als Ansprechpartner bzw. Kontaktperson gegenüber den ÜNB benannt worden ist. Auf die vorstehenden Ausführungen wird verwiesen.

Die beantragte Übermittlung der Stammdaten nach den Lfd. Nr. 42 bis 51, die eine Vielzahl von technischen Anlagendaten umfassen, sind für die Antragstellerinnen für eine bessere Prognostizierbarkeit des Einspeiseverhaltens dieser Anlagen erforderlich. Bei den Daten handelt es sich um die fahrbare Mindesterzeugungsleistung, die Möglichkeit der Schwarzstartfähigkeit bei einer konventionellen Groß-SEE und SSE, die Ausrichtung einer EE-SEE-Solaranlage, die Rotorhebung/ Abtauautomatik bei einer EE-SEE, die 70%-Absenkung einer EE-SEE-Solaranlage, die Existenz von Genehmigungsaufgaben oder Nachtabschaltungen, der konkrete Anlagentyp und die Nabenhöhe bei einer Windkraftanlage. Die Eingriffstiefe und der damit verbundene Aufwand bei den betroffenen SEE, SSE und EE-SEE ist gering, da diese Daten als Stammdatum in der Regel nur einmalig zu liefern sind. Die gegen ihre Erhebung vorgebrachte Kritik, dass gerade behördliche Auflagen und genehmigungstechnische Aspekte von den Antragstellerinnen durch Einsicht in die entsprechenden Register, Bau- und Genehmigungsunterlagen selber erhoben werden könnten, kann nicht nachvollzogen werden. Dies würde zu einem unverhältnismäßig hohen Arbeitsaufwand bei den Antragstellerinnen führen und wäre aufgrund mangelnder rechtlicher Legitimation nicht einfach durchführbar. Zudem stünde dieser Aufwand bei den Antragstel-



lerinnen in keinem Verhältnis zur einmaligen Übermittlung durch den jeweiligen Anlagenbetreiber selbst, dem diese Unterlagen direkt zur Verfügung stehen. Die Wichtigkeit der zuvor beschriebenen Daten und Informationen wird insgesamt durch den stetig wachsenden Zubau an EE-SEE und die damit einhergehende stetig wachsende Signifikanz des Verhaltens dieser Anlagen am Netz und der Auswirkungen auf das gesamte Übertragungsnetz und die jeweiligen Netzsituationen verstärkt.

Ähnliches betrifft auch die Datenerhebung von SSE (Lfd. Nr. 56 bis 59), deren Zubau und die damit steigenden Relevanz ihres Einflusses auf die Stromnetze stärker von den Antragstellerinnen im Rahmen der Netzplanung und Überwachung zu berücksichtigen sind. Die Kenntnis der Zuordnung eines Speichers (Lfd. Nr. 56) zur einer EE-SEE ist für die Antragstellerinnen ebenso wichtig wie die Kenntnis des nutzbaren Energieinhalts der SSE (Lfd. Nr. 57), des Wirkungsgrads des Speichers (Lfd. Nr. 58) und der maximalen Leistung eines Speichers (Lfd. Nr. 59). Die Antragstellerinnen benötigen diese Informationen insbesondere für die Kernaufgabe der System- und Betriebsführung zur Vorbereitung, Aktivierung und Koordination von Entlastungsmaßnahmen im Sinne von Art. 23 SO-VO (Teilprozess D.). Um die Sensitivitäten und ihre Wirkung von SSE auf Netzbetriebsmittel richtig einschätzen und in den Planungsprozessen zur Betriebsführung integrieren zu können, ist die Erhebung dieser Stammdaten zwingend erforderlich. Die diesbezüglichen Erklärungen und Ausführungen der Antragstellerinnen zum Teilprozess D. sind schlüssig.

Die Information, welcher Anteil der installierten Leistung einer EE-SEE sich in der Direktvermarktung befindet (Lfd. Nr. 60), ist für die Antragstellerinnen ebenfalls wichtig. Anhand dieser Information ist im Zusammenspiel mit weiteren Planungs- und Echtzeitdaten das Verhalten dieser Anlagen in einer konkreten Markt- und Netzsituation für die Antragstellerinnen zu ihren Zwecken der Systemführung besser zu prognostizieren. Die Höhe des Direktvermarktungsanteils hat dabei großen Einfluss auf das Verhalten einer Anlage, die Erhebung dieser Information ist nach Auffassung der Beschlusskammer sachgerecht und erforderlich. Darüber hinaus ist der Direktvermarktungsanteil eine gute Information für die Prognose der durch die Übertragungsnetzbetreiber zu vermarktenden Strommenge aus EE-Anlagen.

Die kontinuierliche Regelbarkeit im Pumpbetrieb einer Pumpspeicher-SSE der Lfd. Nr. 61 stellt ebenfalls eine technische Information dar, deren Kenntnis für die Antragstellerinnen wichtig und erforderlich ist. Anhand dieser Information können die Antragstellerinnen im Falle der Planung und Koordinierung von Entlastungsmaßnahmen beurteilen, ob eine Pumpspeicher-SSE geeignet ist, in einer regelungsbedürftigen Netzsituation mit zur Entlastung herangezogen werden zu können. Dabei ist für die Antragstellerinnen von Interesse, ob die konkrete Anlage technisch fähig ist, stufenarm die elektrische Leistungsaufnahme eines Pumpspeichermaschinensatzes während des Pumpbetriebs zu verändern.

Die weiteren Stammdaten der Lfd. Nr. 62 bis 70 des Antrages sind technische Parameter, deren Kenntnis für die Planungsprozesse, insbesondere auch der Planung, Koordinierung und des Einsatzes von Netz-Entlastungsmaßnahmen (Teilprozess D.) der Antragstellerinnen erforderlich sind. Diese technischen Stammdaten und Parameter, wie die Mindestbetriebszeit, Mindeststillstandzeit, die Anfahrts- und Hochfahrzeiten sowie Abfahrzeiten von Groß-SEE (Lfd. Nr. 62 bis 68) sind Daten, die bereits auf Grundlage des GLDPM-Prozesses von den Groß-SEE und Groß-SSE an die Antragstellerinnen zu übermitteln sind. Ihre Übermittlung stellt somit keinen Mehraufwand für die betroffenen Anlagen dar. Selbiges gilt für die Erhebung der Stammdaten der Lfd. Nr. 69 und 70 zu den Lastgradienten von Groß-SEE und Groß-SSE.

Die Erhebung der Messlokations-Identifikationsnummer (Lfd. Nr. 75) und der Marktlokations-Identifikationsnummer (Lfd. Nr. 76) für SEE und SSE sind für die Antragstellerinnen wichtige und in der deutschen Marktkommunikation gängige Identifikatoren. Den Antragstellerinnen wird damit die Möglichkeit eröffnet festzustellen, wo einerseits die Energie gemessen und andererseits welchem Marktakteur die Energie zuzuordnen ist. Darüber hinaus wird hier auf die grundsätzlichen Ausführungen zu der Erforderlichkeit von Identifikatoren zuvor in diesem Beschluss verwiesen.

Ähnliches gilt für das Datum Displayname (Lfd. Nr. 146), welches von allen Groß-SEE, Groß-SSE und den EE-SEE der verschiedenen Primärenergieträger den Antragstellerinnen übermittelt werden soll, sowie für den Anschlussnetzbetreibernamen der Lfd. Nr. 156, der von SEE und SSE zu übermitteln ist. Beides sind Daten, die eine eindeutige Zuordnung der Anlagen für die Antragstellerinnen im Rahmen ihrer Netzbetriebs- und Planungsprozesse ermöglichen. Ihre Erhebung ist sachgerecht und erforderlich.

Die Kritik aus den Stellungnahmen, einige beantragte Stammdaten lägen den Antragstellerinnen bereits aus anderen Prozessen vor, mag zutreffend sein, ist jedoch für die vorliegende Genehmigungsentscheidung unerheblich. Insbesondere dem Vorwurf aus den Stellungnahmen, die beantragten Stammdaten mit Lfd. Nr. 148, 150 und 152 zur präqualifizierten Leistung von Groß-SEE und SSE sowie sämtlichen EE-SEE ab gewissen Leistungsgrenzen seien den Antragstellerinnen durch die erfolgte Präqualifizierung durch den ÜNB bereits bekannt, kann die Beschlusskammer nicht folgen. Zwar ist es richtig, dass die ÜNB im Rahmen der freiwillig von den betroffenen Anlagen bereitgestellten Daten und Informationen im Rahmen des Präqualifizierungsprozesses (PQ) bereits über Informationen zur präqualifizierten Leistung der Anlagen verfügen. Die Antragstellerinnen haben jedoch dargelegt, dass im bestehenden System der PQ-Datenbank derzeit keine für die Zwecke der System- und Betriebsführung notwendige Verknüpfung oder Zuordnung zu den vorliegend beantragten Identifikatoren existiert. Ohne eine eindeutige Zuordnung zu den mit diesem Antrag adressierten Objekten sei eine Verwertbarkeit dieser Daten für die Betriebsführungsprozesse nicht gegeben. Eine nachträglich durchzuführende hän-

dische Zuordnung der präqualifizierten Leistungen aus der PQ-Datenbank zu den Objekten wäre erforderlich. Dies würde einen deutlich höheren Aufwand bedeuten, als die einmalige Lieferung dieser Informationen durch die betroffenen Anlagen. Bei einer nachträglich durchzuführenden händischen Zuordnung seien Fehler zudem wahrscheinlich. Diese reduzierten die Datenqualität und die darauf aufbauenden Genauigkeit der Prognoseberechnungen der Antragstellerinnen. Diese Einschätzung teilt die Beschlusskammer und hält die für die präqualifizierten Leistungen notwendige - von einigen Stellungnahmen kritisierte - erneute einmalige Datenlieferung für vertretbar.

### **bb. Planungsdaten**

Ein Großteil der Planungsdaten zur Erzeugung und Speicherung wird lediglich von Groß-SEE und Groß-SSE erhoben, also Erzeugungseinheiten ab einer Leistung von 10 MW. Die Erfassung erfolgt unabhängig von der Spannungsebene und unabhängig davon, ob die Anlage stromgeführt gefahren wird oder nicht. Dies ist sachgerecht. Für die Prognose der Netzzustände sowie für die Identifikation von Redispatch-Potentialen ist eine vollständige Datengrundlage erforderlich.

Manche Planungsdaten werden ferner auch von EE-SEE verlangt. Dies ist grundsätzlich ebenfalls sachgerecht. Durch den stetigen Zubau von Erneuerbarer-Energien-Anlagen steigt deren Bedeutung für die Systemsicherheit. Dies erfordert eine bessere Kenntnis über das geplante Verhalten der Anlagen.

Die Antragstellerinnen sehen für EE-SEE einen generellen Schwellenwert von 1 MW Nettonennleistung vor. Lediglich für Biomasseanlagen gilt ein Schwellenwert von 135 kW. Die unterschiedlichen Schwellenwerte sind sachlich begründet. Denn ein Schwellenwert von 1 MW bei Biomasseanlagen würde nach Informationen der Antragstellerinnen bedeuten, dass lediglich 40 % der installierten Leistung erfasst würden. Bei Windenergie an Land werden dagegen 94 % der installierten Leistung erfasst, bei Windenergie auf See sogar 100 %. Bei Photovoltaik wird allerdings bei einem Schwellenwert von 1 MW ebenfalls nur ein kleiner Teil der installierten Leistung erfasst (28 %). Im Gegensatz zur Biomasse, deren Einsatz stark von der Vermarktungsstrategie abhängig ist, lässt sich die PV-Einspeisung aber gut mit Hilfe von Stammdaten und Wetterprognosen vorhersehen. Insoweit ist zu berücksichtigen, dass 1,6 Mio. PV-Anlagen eine Leistung von weniger als 50 kW haben. Dies entspricht aber immerhin 43 % der installierten Leistung. Diese Kleinanlagen werden praktisch nicht gezielt vermarktet, sondern erzeugen rein dargebotsabhängig.

Zu den Datenanforderungen im Einzelnen:

Die Lfd. Nr.77 bis 92 sowie 97 und 98 beschreiben Datenanforderungen in Bezug auf Groß-SEE und Groß-SSE. Die Daten sind erforderlich, um das geplante Erzeugungs- bzw. Verbrauchsverhalten der Anlagen zu prognostizieren sowie um Redispatch-Potential zu identifizieren. Diese Daten sind auch heute schon zu einem überwiegenden Teil von den betroffenen SEE und EE-SEE im Rahmen des KWEP-Prozesses oder der Erhebung der Erzeugungs- und Lastdaten auf Grundlage der GLDPM-Genehmigung nach Art. 16 CACM-VO den Antragstellerinnen zu übermitteln. Eine Mehrbelastung oder der Aufwand für technische Nachrüstungen entsteht damit durch die Erhebung dieser Daten für einen Großteil der adressierten Anlagen nicht. Für Anlagen mit einem Mittelspannungsanschluss, für die diese Datenerhebungen bisher noch nicht vorgesehen sind, ist die Erhebung aufgrund der immer stärker werdenden Dezentralisierung der Erzeugungslandschaft durch die EE-SEE erforderlich. Der dadurch ggf. entstehende Aufwand und die ggf. anfallenden Kosten sind ab einer Anlagengröße von 10 MW, bei der ein gewisser Grad an Professionalisierung von den betroffenen Anlagenbetreibern erwartet werden kann, hinzunehmen. Die Abwägung zwischen den Interessen der ggf. von den neuen Datenlieferverpflichtungen betroffenen Anlagenbetreibern an einem Schutz vor einer Kostenbelastung und dem Interesse der Antragstellerinnen an einer möglichst präzisen und soliden Datenbasis zur sicheren System- und Betriebsführung der Übertragungsnetze führt unter Beachtung des Rechtsguts der Netzsicherheit und Versorgungssicherheit der Allgemeinheit mit Strom zu einem Überwiegen der Interessen der Antragstellerinnen.

Die Lfd. Nr.93 (geplante Nichtbeanspruchbarkeit) betrifft über Groß-SEE und Groß-SSE hinaus auch EE-SEE ab 1 MW (Wind und Solar) bzw. 135 kW (Biomasse) und 10 MW (Laufwasser und sonstige Energieträger). Die geplante Nichtbeanspruchbarkeit ist für die Antragstellerinnen nicht anhand von Wetterdaten prognostizierbar, da sie von Entscheidungen der Anlagenbetreiber bzw. der Direktvermarkter bzw. von anderen externen Umständen abhängt. Diese externen und von den Antragstellerinnen nicht beeinflussbaren Umstände können neben der technischen Wartung einer Anlage auch marktgetriebene Gründe sein. Um dennoch das Verhalten einer Anlage ausreichend präzise in den netztechnischen Berechnungen und der Erstellung der notwendigen Prognosen mit einbeziehen zu können, ist die beantragte Meldung von Nichtbeanspruchbarkeiten, insbesondere für die EE-SEE, für die Antragstellerinnen eine wichtige Information. Dies wird dadurch verstärkt, dass für viele Erzeugungsanlagen auch perspektivisch in absehbarer Zeit keine Planungsdaten in Form von Einspeisefahrplänen den Netzbetreibern vorliegen werden. Um ihren gesetzlichen Verpflichtungen dennoch nachzukommen und möglichst präzise Berechnungen der Kapazitäten durchführen zu können, ist es für die ÜNB notwendig, umfangreiche Daten zu erhalten, um eigenständig Planungsdaten für die Einspeisung der entsprechenden Anlagen generieren zu können.

Die Lfd. Nr.94 (ungeplante Nichtbeanspruchbarkeit) betrifft die gleichen Objekte. Im Gegensatz

zur geplanten Nichtbeanspruchbarkeit ist diese naturgemäß erst ab ihrem Eintritt zu melden. Eine ungeplante Nichtbeanspruchbarkeit kann vorliegen, wenn eine Anlage aufgrund eines technischen Defektes und Ausfalls der Anlage unvorhergesehen und kurzfristig vom Netz genommen werden muss. Die ungeplante Nichtbeanspruchbarkeit ist ebenso wie die geplante Nichtbeanspruchbarkeit für die Antragstellerinnen nicht prognostizierbar, so dass die Meldung erforderlich ist. Die zeitnahe Meldung dieser Information an die Antragstellerinnen ist wichtig, damit die aufgrund eines Anlagenausfalls verminderte Einspeisung bei der Prognoseerstellung und Netzberechnung berücksichtigt werden kann.

Die von der Uniper SE in ihrer Stellungnahme kritisierte Erhebung der Planungsdaten des positiven und negativen Redispatchabrufs von Groß-SEE und Groß-SSE, die nicht nachvollziehbar sei, da die Antragstellerinnen selbst den Redispatch gegen über den betroffenen Anlagen anweisen, ist nur teilweise und auf den ersten Blick zuzustimmen. Dies betrifft insbesondere die Datenerhebung in der ursprünglichen Fassung des Antrages der Lfd. Nr. 97 und 98. Allerdings beantragen die Antragstellerinnen mit der überarbeiteten Fassung des Antrages vom 20.09.2018 nur noch die Erhebung dieser Information von Anlagen, die im Verteilernetz angeschlossen sind. Die von den Antragstellerinnen zur Begründung der Datenerhebung herangezogene Rechtsgrundlage des Art. 49 SO-VO adressiert nur SNN, die an das Verteilernetz angeschlossen sind. Die Groß-SEE und Groß SSE, die unmittelbar an das Übertragungsnetz angeschlossen sind - und damit unmittelbar direkt von den Antragstellerinnen zu einem Redispatchabruf angewiesen werden - sind vom Antrag in der zur Genehmigung vorliegenden Fassung nicht umfasst. Die Planungsdaten der Lfd. Nr. 97 und 98 dienen dazu, festzustellen, ob der Anlagenbetreiber eine Redispatchmaßnahme bereits bei der Übermittlung von (geänderten) Planungsdaten an die Antragstellerinnen berücksichtigt hat.. Die Antragstellerinnen haben bisher keine Möglichkeit festzustellen, ob eine Änderung des Arbeitspunktes durch den Anlagenbetreiber einer Groß-SEE oder Groß-SVE wegen einer Vereinbarung mit den Antragstellerinnen zum Abruf von Redispatch erfolgt oder aufgrund von anderen Gründen, die aus der eigenen Sphäre des Anlagenbetreibers resultieren. Die Erhebung dieser Information ist für den Prozess der Vorbereitung, Aktivierung und der Planung und Koordinierung von Entlastungsmaßnahmen der Antragstellerinnen (Teilprozess D.) jedoch wichtig. Ohne diese Information lassen sich die Redispatchpotentiale, die den Antragstellerinnen als Entlastungsmaßnahmen zur Verfügung stehen, nicht hinreichend genau bestimmen. Den Antragstellerinnen wäre ansonsten auch nicht bekannt, ob eine von ihnen angeforderte Redispatchmaßnahme im Rahmen der Übermittlung der Daten einer Groß-SEE oder Groß-SVE bereits berücksichtigt wurde oder noch nicht. Diese Information lässt sich auch nicht aus anderen Informationen und Daten ableiten. Sie ist aber für die Antragstellerinnen wichtig, um die erhobenen Daten korrekt auszuwerten und zuverlässige und möglichst präzise Netzplanungen durchführen zu können. Die Erhebung dieser Planungsdaten ist daher sachgerecht und erforderlich für die sichere System- und Betriebsführung.

### **cc. Echtzeitdaten**

Echtzeitdaten werden nur von solchen SEE und SSE erfasst, die der Typenklasse B mit größer gleich 1 MW oder den Typenklassen C oder D unterfallen. Diese Datenerhebungen finden ihre Rechtsgrundlage in den Artikeln 47, 50 und 51 SO-VO. Die Höhe der Wirk- und Blindleistung (Lfd. Nr. 99 und 100) einer entsprechenden SEE oder SSE sowie die Statusmeldung über die Einbeziehung der Erzeugungs- oder Speichereinheit in eine laufende Netzsicherheitsmaßnahme (Lfd. Nr. 101) und die Stellung des Leistungsschalters am Netzanschlusspunkt (Lfd. Nr. 102) sind für die verschiedenen oben dargestellten Teilprozesse der ÜNB zum Zwecke der Systemführung und Gewährleistung der Systemsicherheit erforderlich. In Bezug auf die Blindleistung (Lfd. 100) ist darauf hinzuweisen, dass nur die Information von Anlagen innerhalb der Observability Area der ÜNB in Echtzeit übermittelt werden sollen. Das ist auch sachgerecht, da der Transport von Blindleistung nur sehr eingeschränkt über Netzebenen hinweg erfolgen kann. Insgesamt ist die Erhebung der Echtzeitdaten der Lfd. Nr. 99-102 nachvollziehbar und sachgerecht.

Selbiges gilt für die Erhebung der Daten der Dargebotsleistung (Lfd. Nr. 103), der verfügbaren Wirk- und Blindleistung von EE-SEE mit einer Leistung größer gleich 1 MW (Lfd. Nr. 104 und 105) und für den Energieinhalt von EE-SSE (Lfd. Nr. 106). Diese Informationen sind insbesondere für den Systemführungsprozess der Ausfallvariantenrechnung (vgl. oben dargestellten Teilprozess F.) für Objekte und Anlagen der Observability Area der ÜNB notwendig.

Die Datenanforderungen in den Lfd. Nr. 107 bis 110 und 112 f. betreffend die direktvermarkteten EE-SEE sind wichtige Informationen für die ÜNB. Sie benötigen sie zur Hochrechnung der regionalen Leistungsbilanz im Sinne von Art. 81 SO-VO, zur Verbesserung der Prognosequalität für die ständig zu erneuernden und zu verbessernden Netzmodelle und der zu aktualisierenden und mit den weiteren Netzbetreibern auszutauschenden Netzzuständen des Übertragungsnetzes entsprechend der oben beschriebenen Teilprozesse A, E, F, G und I. Dabei ist zwischen der Forderung nach der Information über die marktbasierete Abregelung einer EE-SEE (Lfd. Nr. 107) und den weitere Echtzeitdaten der Lfd. Nr. 108 bis 113 zu differenzieren. Die Echtzeitdatenübermittlung der Information der Reduzierung der Einspeiseleistung einer EE-SEE aufgrund einer marktbasiereten Abregelung in Folge von niedrigen Marktpreisen wird von den Antragstellerinnen nur für direktvermarktete EE-SEE der Primärenergieträger Wind und Solar beantragt. Die Antragstellerinnen brauchen diese Information, um das für eine Abregelung bzw. Leistungsreduzierung zur Verfügung stehende Potential besser abschätzen zu können. In den Phasen negativer Börsenpreise ist zukünftig mit zunehmenden marktbasiereten Abregelungen zu rechnen. Tendenziell sinkende Zuschlagswerte bei den Ausschreibungen nach EEG und WindSeeG könnten diesen Effekt weiter verstärken. Ohne die Kenntnis über marktbasierete Abregelungen würden die Antragstellerinnen von einem zu hohen Abschaltpotential ausgehen. Neben Ineffizi-

enzen im Netzbetrieb führte dies auch zu einer Überschätzung der Entlastungspotentiale. Die Behebung kritischer Netzzustände würde erschwert. Nur für die EE-SEE, die mit Wind und Solar betrieben werden, ist die Kenntnis dieser Informationen für die Antragstellerinnen notwendig. Dies ist sachgerecht und nachvollziehbar.

Die weiterhin von direktvermarkteten EE-SEE beantragten Echtzeitdaten der Lfd. Nr. 108 bis 113 zur Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Temperatur, Luftdruck und Messung der Globalstrahlung sollen nur dann an die Antragstellerinnen zu übermitteln sein, wenn diese bereits gemessen werden und den Anlagenbetreibern zur Verfügung stehen. Hierdurch werden damit kein Mehraufwand und keine zusätzliche Kostenbelastung für betroffenen EE-SEE generiert. Ein Zusatzaufwand ist daher nicht erkennbar. Damit stehen dieser optionalen Erhebung auch nicht die Einwände aus den Stellungnahmen insbesondere der QUADRA entgegen. Diese hat vorgebracht, dass diese Werte den Anlagenbetreibern in vielen Fällen nicht selbst vorlägen und daher auch die Erhebung von den Anlagenbetreibern extern eingekauft werden müssten.

Insoweit in der Konsultation seitens der Verbände BVES und BNE geäußert wurde, dass eine Erhebung und Übermittlung dieser Echtzeitdaten einen nicht vertretbaren und hohen Aufwand für solche Anlagen bedeute, die noch keine Mess- und Übertragungseinrichtungen dazu installiert haben (insbesondere ältere Anlagen), kann dies seitens der Beschlusskammer nicht nachvollzogen werden. Nach derzeitiger Rechtslage ist für direktvermarktete Anlagen für den Erhalt der Marktprämie nach § 20 Abs. 1 S. 1 Nr. 3 EEG<sup>10</sup> die Fernsteuerbarkeit der EE-SEE verpflichtend vorgeschrieben. Nach der Regelung des § 20 Abs. 2 Nr. 1 lit. 2 EEG wird unter anderem vorausgesetzt, dass die jeweilige Ist-Einspeisung abgerufen werden kann. Auch § 9 Abs. 1 EEG regelt als technische Vorgabe, dass Anlagenbetreiber ab einer installierten Leistung von mehr als 100 kW die Anlage mit technischen Einrichtungen auszustatten hat, mit denen jederzeit der Netzbetreiber die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren und die Ist-Einspeisung abrufen kann.

Die Summe der Einwände aus den Stellungnahmen steht der Erforderlichkeit der Datenerhebung der von den Antragstellerinnen vorgeschlagenen Echtzeitdaten insgesamt nicht entgegen. Die in den Stellungnahmen geäußerte Kritik, die Antragstellerinnen benötigten nicht den beantragten Detaillierungsgrad und Umfang der Datenerhebungen und die Übermittlung und Erhebung bedeute einen nicht vertretbaren zusätzlichen Aufwand, überzeugen nicht. Die Erforderlichkeit der Erhebung der Echtzeitdaten zur Erfüllung gesetzlicher Verpflichtungen und des sicheren Übertragungsnetzbetriebs ist von den Antragstellerinnen hinreichend begründet dargelegt worden. Es sind der Beschlusskammer auch keine Gesichtspunkte ersichtlich, die einer Datenerhebung ansonsten entgegenstünden oder sie als nicht verhältnismäßig gegenüber den Meldepflichtigen erscheinen lassen. Insbesondere sieht der Antrag eine anhand Anlagenart und Anla-

---

<sup>10</sup> Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energie-Gesetz – EEG 2017).

gengröße differenzierte Erhebung von Echtzeitdaten vor, womit gerade den Interessen der Betreiber von kleinen Anlage und EE-SEE Rechnung getragen wird.

#### **dd. Echtzeitdaten (Referenzanlagen)**

Die Antragstellerinnen beantragen die Erhebung von Echtzeitdaten von Referenzanlagen des Typ B mit einer Nettonennleistung von unter 1 MW<sup>11</sup> in Einzelfällen. Referenzanlagen sollen dann bestimmt werden und Echtzeitdaten an die Antragstellerinnen übermitteln, wenn in einem Netzgebiet nicht genügend Echtzeitdaten von EE-SEE des Typs B mit mindestens 1 MW Nettonennleistung zur Verfügung stehen. Anhand dieser Echtzeitdaten von Referenzanlagen soll in Netzgebieten oder Netzgruppen, in denen eine Vielzahl von Anlagen unterhalb von 1 MW für die Erhebung von Echtzeitdaten von EE-SEE lokal installiert sind, den Antragstellerinnen die Möglichkeit gegeben werden, das Verhalten dieser Anlagen besser einschätzen zu können.

Zu diesem Zwecke sollen nach Abstimmung mit dem VNB Referenzanlagen der EE-SEE mit unter 1 MW Nettonennleistung ausgewählt werden, die Informationen über ihre Wirkleistung (Lfd. Nr. 114) sowie die Statusinformationen (Lfd. Nr. 116) zu vermarktungsbedingter oder aufgrund netzsicherheitsbedingter oder behördlicher Umweltauflagen bedingter abgesenkter Leistung oder zu ihrem technischen Status an den Anschlussnetzbetreiber zu übermitteln haben. Dieses beantragte Vorgehen ist sinnvoll und erforderlich. Die Genauigkeit sämtlicher von den ÜNB durchzuführenden Teilprozesse der System- und Betriebsführung des Übertragungsnetzes wird durch den Erhalt dieser Daten und sich daran anschließender Netzberechnungsprozesse gesteigert. Sofern sich eine Summe hoher installierter Netto-Gesamtleistung von EE-SEE, die sich aus vielen kleinen EE-SEE mit einer einzelnen Nettonennleistung von unter 1 MW zusammen setzt, lokal ergibt, ist die Bestimmung von einzelnen für das lokale Gebiet repräsentativen Referenzanlagen sinnvoll und erforderlich. Die Auswahl von Referenzanlagen mit dem Ziel, anhand der von ihnen erhobenen Echtzeitdaten repräsentative Hochrechnung des Verhaltens einer Vielzahl kleiner EE-SEE in einem Netzgebiet erstellen zu können, berücksichtigt dabei sowohl die notwendigen Interessen der Antragstellerinnen an einer soliden und möglichst genauen Daten- und Informationsbasis, als auch dem Schutz der Interessen kleinerer EE-SEE vor übermäßigen Kosten- und Aufwandsbelastungen durch notwendige technische Nachrüstungen von Messeinrichtungen u. ä.. Die Datenerhebung der beantragten Echtzeitdaten von EE-SEE Referenzanlagen ist grundsätzlich angemessen und erforderlich.

Es bleibt allerdings einschränkend hinzuzufügen, dass die Genehmigung der Möglichkeit der Erhebung von Daten und Informationen von EE-SEE Referenzanlagen des Typ B mit einer in-

---

<sup>11</sup> Damit können auf Grundlage der vorliegenden Genehmigung Anlagen des Typs B mit einer Nettonennleistung von 135 kW bis zu 999 kW als Referenzanlagen betroffen sein.



stallierten Leistung unter 1 MW den Antragstellerinnen nicht zugleich das Recht gibt, eine Anlage gegen ihren Willen als Referenzanlage zur Datenlieferung zu verpflichten. Vielmehr wird es nach Ansicht der Beschlusskammer auch unter Gesichtspunkten der Diskriminierungsfreiheit in diesen Fällen einvernehmlicher Regelungen und Verträge zwischen den Antragstellerinnen und den Anlagenbetreibern bedürfen, die insbesondere auch die Fragen einer Entschädigung für entstehenden Aufwand, Nachteile und Kosten von Referenzanlagen zu beinhalten haben werden.

### **c) Daten Verbrauchsanlagen**

Die Datenanforderungen zu Erzeugungsanlagen nach Art. 40 Abs. 5 SO-VO können nur Anlagen betreffen, die in den Anwendungsbereich der SO-VO nach Art. 2 fallen. Dies sind nach Art. 2 Abs. 1 lit. b SO-VO zunächst nur Verbrauchsanlagen mit Übertragungsnetzanschluss. Etwas anderes kann nur dann gelten, soweit diese Anlagen Laststeuerungsdienste im Sinne von Art. 2 Abs. 1 lit. d SO-VO erbringen.

#### **aa. Stammdaten**

Die Übermittlung von Stammdaten zu Groß-SVE an die Antragstellerinnen ist vergleichbar mit der Erforderlichkeit dieser Datenerhebungen der SEE und EE-SEE. Die Ausführungen zur Erhebung der Identifikatoren bei Erzeugungs- und Speichereinheiten gelten entsprechend. Ebenso bedarf es der Kenntnis der wichtigsten technischen Parameter und der konkreten Netzanschlussituationen (Lfd. Nr. 118) sowie der konkreten Lage (Lfd. Nr. 117) der betroffenen Stromverbrauchseinheiten für die Antragstellerinnen, um diese Groß-SVE in ihren Netzberechnungen und Planungsprozessen und ihr Verhalten auf das Netz hinreichend berücksichtigen zu können. Die Informationen über die erstmalige und die sich daran erst später anschließende kommerzielle Inbetriebnahme einer Groß-SVE sind für den ÜNB wichtige Informationen, die maßgeblich Einfluss auf die Genauigkeit von Netzprognosen und Planungen haben. Die Erhebung dieser Stammdaten ist auch deswegen verhältnismäßig, da es sich aufgrund des gewählten Grenzwertes einer potentiellen Entnahmeleistung von mehr als 50 MW nur um sehr große Stromverbrauchseinheiten handelt, die nicht nur eine erhebliche Signifikanz auf das Übertragungsnetz aufweisen, sondern von deren Betreibern auch ein gewisses Maß an Professionalität in energiewirtschaftlichen Fragen erwartet werden kann. Für viele der Daten besteht außerdem bereits eine Berechtigung zu deren Erhebung im Rahmen des GLDPM-Prozesses, so dass ein erheblicher Zusatzaufwand zur Bereitstellung der Daten nicht zu erwarten ist. Für die nicht bereits schon auf Basis bestehender Datenaustauschprozesse zu übermittelnden Informationen des

Standorts einer Groß-SVE (Lfd. Nr. 117), der Anschlussnetzbetreiber-ID (Lfd. Nr. 120), des erstmaligen Inbetriebnahmezeitpunkts (Lfd. Nr. 122) und des kommerziellen Inbetriebnahmezeitpunkts (Lfd. Nr. 123) sind diese Informationen wichtige und erforderliche Daten für die Systemführungs- und Planungsprozesse der Antragstellerinnen. Ohne ihre Erhebung wäre eine sinnvolle Verwendung der Planungs- und Echtzeitdaten nicht möglich. Selbiges gilt ebenfalls für die Datenanforderung der Bilanzkreiszuordnung, des Anteils der beeinflussbaren Last bei Groß-SVE und der Messlokationsnummer (Lfd. Nr. 127, 129 und 130), durch die eine korrekte Zuordnung und Verwendung der Planungs- und Echtzeitdaten anhand dieser Stammdaten den Antragstellerinnen nur möglich ist. Im Übrigen wird auf die Begründung der Erforderlichkeit der einzelnen Daten auf die Ausführungen zur Erhebung der selbigen Stammdaten von den verschiedenen SEE und EE-SEE sowie SSE verwiesen. Im Ergebnis ist mit keinem erheblichen Aufwand auf Seiten der betroffenen Anlagenbetreiber aufgrund der in der Regel nur einmaligen Übermittlung dieser Stammdaten zu rechnen. Ihre Erhebung ist sachgerecht und erforderlich.

#### **bb. Planungsdaten**

Die Übermittlung von Planungsdaten ist nur für Groß-SVE beantragt. Die unter den Lfd. Nr. 132 bis 142 beantragten Daten sind geeignet und erforderlich, das geplante Verbrauchsverhalten der Groß-SVE darzustellen. Diese Daten sind erforderlich, um die Ausfallvarianten-Rechnung im Planungsprozess (Teilprozess F.) zur Aufrechterhaltung der Netz- und Systemsicherheit durchzuführen. Aufgrund der zunehmend flexibleren Produktionsprozesse und insbesondere der wachsenden Bedeutung von Verbrauchern in den Strommärkten und als Bereitsteller von netzdienlichen Flexibilitätsleistungen wie z. B. Regelenergie ist die Erhebung von Planungsdaten auch von Verbraucher nachvollziehbar. Die beantragten Planungsdaten zu Groß-SVE werden in gleicher Weise auch von den SEE und EE-SEE erhoben.

#### **cc. Echtzeitdaten**

Die Antragstellerinnen beantragen, ebenfalls wie bei den Planungsdaten, lediglich für Groß-SVE Informationen über die Wirkleistung im Netzanschlusspunkt bzw. Verknüpfungspunkt (Lfd. Nr. 143), sofern keine topologischen Netzinformationen aus einem geschlossenen Verteilernetz vorhanden sind. Eine Ausnahme soll für SVE mit vertraglich vereinbarter Flexibilitätsbereitstellung bzw. Laststeuerungsdiensten gelten, die diese Informationen in jedem Einzelfall zu übermitteln haben sollen. Von Groß-SVE ist zudem die Blindleistung (Lfd. Nr. 144) zu übermitteln. Die beantragten Daten sind erforderlich, damit die Antragstellerinnen die in den Teilprozessen E. und F. beschriebenen Aufgaben des Spannungs- und Blindleistungsmanagements und der Aus-

fallvariantenrechnung durchführen können. Zur Erfüllung ihrer gesetzlichen Verpflichtungen der Art. 27 bis 29 und des Art. 34 SO-VO, sind die Erhebung dieser Echtzeitdaten von Groß-SVE und SVE mit Laststeuerungsdiensten geeignet und erforderlich.

## **5. Förderung der allgemeinen Ziele und Zwecke der SO-VO**

Abschließend ist festzustellen, dass die Antragstellerinnen mit ihrem Vorschlag für den Umfang des Datenaustauschs auch die Ziele der SO-VO im Allgemeinen, insbesondere das Ziel der Gewährleistung der erforderlichen Bedingungen für die Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit in der gesamten Europäischen Union i.S.v. Art. 4 Abs. 1 lit.d SO-VO, fördern.

Der Zweck der SO-VO im Sinne von Art. 1, die Gewährleistung der Betriebssicherheit, der Frequenzqualität und einer effizienten Nutzung des Verbundsystems, wird durch den vorliegenden Vorschlag der Antragstellerinnen zum Umfang des Datenaustauschs gefördert.

Die für die Betriebssicherheit erforderlichen Betriebssicherheitsanalysen sind maßgeblich abhängig von dem Umfang und der Granularität der Datenerhebungen, sowie der Datenqualität, die Gegenstand dieser Entscheidung sind. Zudem unterstützt der nach dem Vorschlag der Antragstellerinnen zu intensivierende Daten- und Informationsaustausch zwischen den ÜNB, VNB und SNN auch die Harmonisierung und Abstimmung der betroffenen Parteien im täglichen Netzbetrieb und der Betriebsplanung. Die gesteigerte Transparenz und Zuverlässigkeit von Informationen über den Übertragungsnetzbetrieb fördert zudem den effizienten Betrieb und den Ausbau des Übertragungsnetzes und des Stromsektors als solchen in der Europäischen Union im Sinne von Art. 4 Abs. 1 lit. h SO-VO.

## 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

**Tabelle Umfang Datenaustausch ÜNB, VNB und SNN nach Art. 40 Abs. 5 SO-VO zum Beschluss BK6-18-122 vom 20.12.2018**

**1. Daten von Verteilernetzbetreibern**

1.1 Stammdaten

<b>Lfd. Nr.</b>	<b>Datum / Information</b>	<b>Objekt[e]</b>	<b>Beschreibung</b>
12	<b>Fernsteuerbarkeit im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements</b>	SEE SSE	Dieses Datum liefert die Information, ob eine SEE/SSE durch den Anschlussnetzbetreiber grundsätzlich fernsteuerbar ist (z.B. direkt durch Fernwirktechnik oder Funkrundsteuerung). Es ist eine Fernsteuer-einrichtung an der SEE/SSE installiert. Eine Fernsteuerbarkeit ist damit theoretisch möglich.
13	<b>Direktzugriff des Anschluss-netzbetreibers im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements</b>	SEE SSE	Information, ob im Falle einer gegebenen Fernsteuerbarkeit durch den Anschlussnetzbetreiber diese in Form direkter Fernwirksignale an die SEE / SSE realisiert wird.
14	<b>Referenzanlage/-park</b>	EE-SEE	Diese Angabe liefert die Information, ob eine EE-SEE als Referenzanlage/-park ausgewiesen ist.
15	<b>Dauerhafte Leistungsrestriktion am Netzanschlusspunkt einer EE-SEE im Rahmen einer Netzsicherheitsmaßnahme des Anschlussnetzbetreibers</b>	Netzanschlusspunkt von EE-SEE	Diese Angabe liefert dem ÜNB die Information, ob eine EE-SEE in ihrer Einspeiseleistung eingeschränkt ist, da ein Engpass durch den Netzanschluss gegeben ist.

**Tabelle Umfang Datenaustausch ÜNB, VNB und SNN nach Art. 40 Abs. 5 SO-VO zum Beschluss BK6-18-122 vom 20.12.2018**

1.2 Echtzeitdaten (ausschließlich VNB-eigene Daten)

<b>Lfd. Nr.</b>	<b>Datum / Information</b>	<b>Objekt[e]</b>	<b>Beschreibung</b>
19	<b>Ist-Topologie der Umspannwerke</b>	Betriebsmittel der Observability Area	Hauptsächlich notwendig für die Ausfallvariantenrechnung und somit zur Sicherstellung des n-Kriteriums sowie zur Lastflussüberwachung im Fehlerfalle
20	<b>Messwerte der Betriebsmittel/Schaltfelder incl. Kuppelungsfelder</b>	Leitungen, Trafos, Schaltfelder der Observability Area	Wirkleistung [MW], Blindleistung [MVar], Strom [A], Spannung [kV], Frequenz [Hz]. Hauptsächlich notwendig für die Ausfallvariantenrechnung und somit zur Sicherstellung des n-Kriteriums sowie zur Lastflussüberwachung im Fehlerfalle
21	<b>Stufenschalterstellungen von Transformatoren</b>	Transformatoren der Observability Area	Hauptsächlich notwendig für die Ausfallvariantenrechnung und somit zur Sicherstellung des n-Kriteriums sowie zur Lastflussüberwachung im Fehlerfalle. Wichtig für die Vorbereitung, Koordination von topologischen Entlastungsmaßnahmen.
22	<b>sensitive energieträgerscharfe Aggregation der gemessenen und hochgerechneten Einspeisungen</b>	SEE SSE	Energieträgerscharfe Aggregationen in MW beziehen sich auf Knotenpunkte/Randknoten der Observability Area oder Schnittstellen zum vorgelagerten Netzbetreiber. Ist die Bildung von energieträgerscharfen Aggregaten nicht möglich, können alternativ Einzeldaten vom EIV über den VNB an den vorgelagerten Netzbetreiber übermittelt werden, die diesen in die Lage versetzen, selbst hochzurechnen. Die genaue Ausgestaltung ist mit dem vorgelagerten Netzbetreiber bilateral abzustimmen. Die vollständige Bewertung der Einspeisung kann für die Lastbestimmung eines abgeschlossenen (VNB-) Gebietes genutzt werden.
23	<b>energieträgerscharfe Anpassungspotentiale, Lastpotentiale</b>	HöS/HS-Trafos (Schnittstelle ÜNB/VNB)	Anpassungspotentiale [in MW] werden von den VNB je Schnittstelle zum HöS- Netz ermittelt und an den ÜNB übertragen. Je nach Ausprägung der Observability Area sind auch andere netzgruppen-/netzknottenspezifische Schnittstellen für die Bereitstellung der Anpassungspotentiale vorstellbar.
158	<b>energieträgerscharfe Absenkungen/Erhöhungen aufgrund von Entlastungsmaßnahmen (z.B.: Netzsicherheitsmanagementmaßnahmen)</b>	Netzknoten in der Observability Area	Höhe der aktuell angewiesenen Eingriffe des VNB in MW auf technische Ressourcen im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements, energieträgerscharf aggregiert je Netzknoten, getrennt für alle durch den VNB im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements nach Erzeugungsarten definierten Rangfolgegruppen, z.B. gemäß "Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement - Abschalttrangfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte der BNetzA vom 7.3.2014". Diese Information gibt dem ÜNB eine bessere Information über die Netz- und Einspeisesituation in den nachgelagerten Netzen. Damit können die kurzfristigen ÜNB-Prognosen und -Hochrechnungen unmittelbar verbessert werden. Zudem erhält der ÜNB Kenntnis über durch die Maßnahmen veränderte Einspeisepotentiale, die bei den VNB bestehen. Die Berechnung der Werte erfolgt durch den VNB auf der Grundlage der angewiesenen Eingriffe und/oder Messwertinformationen und unter Berücksichtigung der Sensitivitäten in Bezug auf die jeweiligen Netzknoten der OA, für die diese Werte übermittelt werden.
24	<b>Snapshot-Netzmodell</b>	VNB mit Anschluss an das HöS-Netz	Ist -Zustand des Netzes für einen gegebenen Zeitpunkt; zyklische Übermittlung im CGMES- Format. Ein Snapshot soll vor allem die OA und zusätzlich auch das reduzierte Randnetz abdecken.

**Tabelle Umfang Datenaustausch ÜNB, VNB und SNN nach Art. 40 Abs. 5 SO-VO zum Beschluss BK6-18-122 vom 20.12.2018**

**2. Erzeugung und Speicherung**

2.1 Stammdaten

<b>Lfd. Nr.</b>	<b>Datum / Information</b>	<b>Objekt[e]</b>	<b>Beschreibung</b>
7	<b>W-EIC</b>	Groß-SEE Groß-SSE EE-SEE Wind $\geq$ 1 MW EE-SEE Solar $\geq$ 1 MW EE-SEE Biomasse $\geq$ 135 kW EE-SEE Laufwasser $\geq$ 10 MW EE-SEE Sonstige ET $\geq$ 10 MW Groß-SVE	Eindeutiger Identifikator für technische Ressourcen. Wird zur Identifizierung von SSE/SEE/Groß-SVE und wird zur Identifizierung von Kraftwerken verwendet. Dieser Identifikator könnte auch zur Identifizierung von Parks (EE-SEE, SEE) verwendet werden. Code verweist auf physikalische Zusammenhänge (16-stellig).
9	<b>EEG-Anlagenschlüssel</b>	EE-SEE	Bereits heute wird der Anlagenschlüssel zur Identifikation von Anlagen und zudem zum Abgleich der Direktvermarktungsmeldung und zum Abgleich bei Anlagen-Zuordnungswechseln eines VNB genutzt. Perspektivisch könnte dieses Datum zur Identifizierung von EE-SEE dienen.
145	<b>MaStR-Nummer</b>	SEE SSE Groß-SVE	Dieses Datum sehen die ÜNB als wichtige Information, zur Identifizierung von Informationen zu derselben Anlage aus unterschiedlichen Quellen.
25	<b>Standort der SEE/SSE</b>	SEE SSE	Unter dem Stammdatum Standort der SEE/SSE sind Längen- und Breitengrade nach ETRS89 bzw. WGS84 oder UTM Koordinaten nach ETRS89 bzw. WGS84 zu verstehen.
26	<b>Netzanschlusspunkt</b>	Groß-SEE Groß-SSE EE-SEE ( $\geq$ 10 MW)	(Technischer) Netzanschlusspunkt in Form des Umspannwerkes, über das die SEE/SSE an das öffentliche Netz angeschlossen ist.
27	<b>Regelzone</b>	SEE SSE	Angabe zur Anschluss- Regelzone durch im europäischen Energiemarkt verwendeten Y-EIC

**Tabelle Umfang Datenaustausch ÜNB, VNB und SNN nach Art. 40 Abs. 5 SO-VO zum Beschluss BK6-18-122 vom 20.12.2018**

28	<b>Anschlussnetzbetreiber ID</b>	SEE SSE	Es ist die Marktpartner-ID des Anschlussnetzbetreibers (BDEW- Codenummer oder GS1) anzugeben.
29	<b>Energieträger</b>	SEE SSE	Es ist der überwiegend verwendete Energieträger zur Umwandlung in el. Energie anzugeben. Im Falle von Speichern ist die Angabe des Speichermediums erforderlich.
30	<b>Status (Netzreserve)</b>	SEE SSE	"Zusätzliche Stammdaten zum Einheitenstatus" siehe MaStR (Unterscheidung nach Energieträger/Technologien).
31	<b>Status (Sicherheitsbereitschaft)</b>	SEE SSE	"Zusätzliche Stammdaten zum Einheitenstatus" siehe MaStR (Unterscheidung nach Energieträger/Technologien)
32	<b>Spannungsebene</b>	SEE SSE	Es ist die Spannungsebene des Netzanschlusspunktes in kV anzugeben, an die die SEE/SSE angeschlossen sind.
33	<b>erstmaliger Inbetriebnahmezeitpunkt</b>	SEE SSE	Der erstmalige Inbetriebnahmezeitpunkt ist der Zeitpunkt der erstmaligen Inbetriebsetzung der SEE/SSE nach Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft. Die technische Betriebsbereitschaft setzt voraus, dass die SEE/SSE fest an dem für den dauerhaften Betrieb vorgesehenen Ort und dauerhaft mit dem für Erzeugung oder Entnahme von Wechselstrom erforderlichen Zubehör installiert wurde. Sobald das Datum bekannt ist, ist dieses auch für die Zukunft zu melden.
34	<b>kommerzieller Inbetriebnahmezeitpunkt</b>	SEE SSE	Die kommerzielle Inbetriebnahme ist der Zeitpunkt, ab dem die SEE/SSE nach marktwirtschaftlichen Gesichtspunkten betrieben wird. Ausgenommen davon sind Tests zur Inbetriebnahme. Bei Groß-SEE/SSE beschreibt die kommerzielle Inbetriebnahme das Datum, ab dem ein geregelter Leistungsbetrieb stattfindet. Sobald das Datum bekannt ist, ist dieses auch für die Zukunft zu melden.
35	<b>Stilllegungszeitpunkt für vorläufige Stilllegung</b>	SEE SSE	Die vorläufige Stilllegung bezeichnet die Beendigung des Betriebes nach marktwirtschaftlichen Gesichtspunkten, ohne dass die technische Betriebsbereitschaft beendet wird. Ein Stilllegungszeitpunkt ist zu melden, sobald dieser dem Anlagenbetreiber bekannt ist. Angabe gemäß der in der Anzeige nach § 13b Abs. 1 Satz 1 EnWG genannten Frist (mindestens 12 Monate im Voraus). Betriebsferien sind keine vorläufige Stilllegung; ggf. können diese als Nichtbeanspruchbarkeit mit einem entsprechenden Reason Code gemeldet werden.
36	<b>Stilllegungszeitpunkt für endgültige Stilllegung</b>	SEE SSE	Endgültige Stilllegung ist die dauerhafte Außerbetriebnahme der SEE/SSE nach Wegfall der technischen Betriebsbereitschaft. Ein Stilllegungszeitpunkt ist zu melden, sobald dieser dem Anlagenbetreiber bekannt ist.



**Tabelle Umfang Datenaustausch ÜNB, VNB und SNN nach Art. 40 Abs. 5 SO-VO zum Beschluss BK6-18-122 vom 20.12.2018**

37	<b>Nettonennleistung</b>	SEE SSE	Anzugeben ist grundsätzlich die installierte Nettonennleistung in MW je SEE/SSE. Diese Angabe entspricht der tatsächlichen höchsten elektrischen (Dauer-)Leistung unter Nennbedingungen, die der SEE/SSE zuzurechnen ist. In der Nettonennleistung ist die Verbrauchsleistung der Neben- und Hilfsanlagen der Stromerzeugungseinheit nicht enthalten. (z.B.: Wechselrichterverluste). Die Nettonennleistung wird bei Solaranlagen wie folgt ermittelt: Sie ist der kleinere Wert der Bruttonennleistung (ML) und der zugeordneten Wechselrichterleistung (WRL): $\text{Min}\{WRL;ML\}$ . Solange keine Wechselrichterleistung eingetragen wird, ist vorerst die Nettonennleistung gleich der Bruttonennleistung. Für Stromspeichereinheiten ist das Datum für die Erzeugungs-(PROD_nenn) und Verbrauchsseite (VERB_nenn) anzugeben.
38	<b>Nettoengpassleistung</b>	SEE SSE	Die Nettoengpassleistung in MW stellt diejenige Leistung dar, die durch das leistungsbegrenzende Element der Einheit vorgegeben wird und zeigt somit auf, welche Leistung maximal netz wirksam sein kann. Diese ist wie im MaStR beschrieben (siehe Stromerzeugungslokation) anzugeben.
39	<b>Bruttonennleistung</b>	SEE SSE	Diese entspricht den an den Klemmen des Generators abgegebene elektrische Leistung in MW. Diese ist wie im MaStR beschrieben anzugeben. Für PV-SEE: Die Bruttonennleistung entspricht der Summe der Gleichstromleistungen der verbauten Module nach Herstellerangabe = Modulleistung (ML). Für Stromspeichereinheiten ist das Datum für die Erzeugungs- und Verbrauchsseite anzugeben.
40	<b>Bilanzkreis</b>	Groß-SEE Groß-SSE EE-SEE Wind $\geq 1$ MW EE-SEE Solar $\geq 1$ MW EE-SEE Biomasse $\geq 135$ kW EE-SEE Laufwasser $\geq 10$ MW EE-SEE Sonstige ET $\geq 10$ MW	Angabe des EIC-Codes für den Bilanzkreis, dem die SEE/SSE zugeordnet ist.
41	<b>Einsatzverantwortlicher (EIV)</b>	Groß-SEE Groß-SSE EE-SEE Wind $\geq 1$ MW EE-SEE Solar $\geq 1$ MW EE-SEE Biomasse $\geq 135$ kW EE-SEE Laufwasser $\geq 10$ MW EE-SEE Sonstige ET $\geq 10$ MW	Angabe der BDEW-Marktpartner-ID für den Einsatzverantwortlichen, der für den Einsatz einer SEE/SSE und die Übermittlung ihrer Fahrpläne verantwortlich ist. Ebenso sind Kontaktdaten, die Firma, Anschrift, Ansprechpartner, Kommunikationsparameter anzugeben. Im Rahmen der SO GL Umsetzung wird die Rolle des EIV vom Anlagenbetreiber wahrgenommen oder dieser benennt den EIV.

## Tabelle Umfang Datenaustausch ÜNB, VNB und SNN nach Art. 40 Abs. 5 SO-VO zum Beschluss BK6-18-122 vom 20.12.2018

42	<b>kumulierte Wechselrichterleistung</b>	EE-SEE Solar	Es ist die installierte Wechselrichterleistung in MW kumuliert pro Netzanschlusspunkt anzugeben. Hier ist die Wechselrichterleistung (WRL) der SEE einzutragen. Bei Wechselrichtern, die von mehreren SEE genutzt werden, ist die Leistung anteilig nach Bruttonennleistung zuzuordnen.
43	<b>fahrbare Mindesterzeugungsleistung</b>	Groß-SEE Groß-SSE	Es ist die dauerhaft minimal in das Stromnetz einspeisbare positive Leistung einer Groß-SEE in MW anzugeben. Dabei ist diejenige minimal einspeisbare Leistung anzugeben, bei der das Kraftwerk über einen Zeitraum von 60 bis 240 Minuten dauerhaft technisch stabil laufen kann. Im Falle von Kombi-Kraftwerken und Kraftwerken mit Wärmeauskopplung ist für die jeweilige Betriebsweise der entsprechende Wert anzugeben. Für Groß-SSE ist die minimal über einen Zeitraum von 15 bis 60 Minuten elektrisch stabil erzeugbare positive/negative Leistung für einen vollen/leeren Speicher anzugeben.
44	<b>Schwarzstartfähigkeit</b>	Groß-SEE Groß-SSE	Möglichkeit, die SEE/SSE ohne Spannungsvorgabe aus dem Netz hochzufahren und mit entsprechender Lastanschaltung (Eigenbedarf, Fremdlast) zu betreiben.
45	<b>Ausrichtung</b>	EE-SEE Solar	Einheitliche Ausrichtung und Neigungswinkel: Die Ausrichtung bezeichnet die Himmelsrichtung, die Neigung bezeichnet den Winkel gegenüber der Horizontalen. Hauptausrichtung: Die Ausrichtung bezeichnet die Himmelsrichtung. (Angabe der Himmelsrichtung oder ob automatisch nachführbar). Neigungswinkel der Hauptausrichtung: Der Neigungswinkel bezeichnet den Winkel gegenüber der Horizontalen. Nebenausrichtung: Weitere Ausrichtung der Stromerzeugungseinheit neben der Hauptausrichtung. Neigungswinkel der Nebenausrichtung: Neigungswinkel in Grad zur Horizontalen (der Nebenausrichtung) [analog zu den Angaben zur Ausrichtung des MaStR].
46	<b>Rotorheizung/Abtauautomatik</b>	EE-SEE Solar EE-SEE Wind	Angabe, ob eine SEE über eine Rotorheizung oder Abtauautomatik zur Beseitigung von Schnee- und Eisablagerungen verfügt.
47	<b>70%-Absenkung</b>	EE-SEE Solar	Das Stammdatum 70%-Absenkung betrifft PV-Anlagen im Sinne des EEG, die nach § 9 Abs. 2 Nr. 2b EEG 2017 dauerhaft auf 70 % ihrer installierten Leistung gedrosselt sind.
48	<b>Auflagen zu Abschaltungen bzw. Leistungsbegrenzungen</b>	EE-SEE Wind	Hier ist anzugeben, ob zum Beispiel im Rahmen der Genehmigung Auflagen für den Betrieb der Anlage gemacht wurden (nächtliche Leistungsbegrenzung, Rücksicht auf Zugvögel oder Fledermäuse etc.). Im Rahmen der Konsultation wurde klargestellt, dass Umweltauflagen für EE-Anlagen zum einen als Stammdatum zu melden sind. Zum anderen beeinflusst dieses Datum die Nichtverfügbarkeit und muss daher innerhalb der Lieferung der Planungs- und Echtzeitdaten berücksichtigt werden.

## Tabelle Umfang Datenaustausch ÜNB, VNB und SNN nach Art. 40 Abs. 5 SO-VO zum Beschluss BK6-18-122 vom 20.12.2018

49	<b>Nachtabstaltung</b>	EE-SEE Wind	Hier ist anzugeben, welche konkreten zeitlichen und leistungsmäßigen Einschränkungen mit einer behördlichen oder gesetzlichen Auflage verbunden sind.
50	<b>Anlagentyp</b>	EE-SEE Solar EE-SEE Wind	Es ist die Bezeichnung des Anlagentyps gemäß Hersteller (Solar: Modultyp; Wind: Anlagentyp) anzugeben.
51	<b>Nabenhöhe</b>	EE-SEE Wind	Es ist die Nabenhöhe der Windkraftanlage in Metern anzugeben.
56	<b>Zuordnung eines Speichers</b>	EE-SEE	Angabe, ob eine EE-SEE über einen zugeordneten SSE verfügt, der die EE-SEE-Leistung (teilweise) aufnehmen kann.
57	<b>nutzbarer Energiegehalt des Speichers</b>	SSE	Es ist der nutzbare Energiegehalt (Energieabgabe) einer SSE in MWh anzugeben.
58	<b>Wirkungsgrad des Speichers</b>	SSE	Es ist der Wirkungsgrad der SSE anzugeben.
59	<b>maximale Leistung des Speichers</b>	SSE	Es ist die maximale Leistung, die die SSE einspeichern und ausspeichern kann, in MW anzugeben. Falls es sich dabei um abweichende Werte handelt, so sind diese separat anzugeben.
60	<b>Direktvermarktungsanteil</b>	EE-SEE	Es ist der Anteil der installierten SEE-Leistung in der Vermarktungsform "Direktvermarktung" anzugeben.
61	<b>kontinuierliche Regelbarkeit im Pumpbetrieb</b>	Groß-SSE	Sofern es sich bei der SSE um eine Pumpspeichieranlage handelt: die kontinuierliche Regelbarkeit bezeichnet die technische Eigenschaft einer stufenarmen Veränderlichkeit der elektrischen Leistungsaufnahme eines Pumpspeichermaschinensatzes im Pumpbetrieb.
62	<b>Mindestbetriebszeit</b>	Groß-SEE Groß-SSE	Darunter ist der typische Zeitraum in Minuten zu verstehen, innerhalb dessen die SEE/SSE nach erfolgreichem Start mindestens Leistung in das Netz einspeisen muss. (Definition entspricht der im BDEW-Dokument „Ergänzende Stammdatenmeldung zum Redispatch-Vermögen im Rahmen der Festlegung BK6-13-200 (Energieinformationsnetz)“ verwendeten Definition).
63	<b>Mindeststillstandzeit</b>	Groß-SEE Groß-SSE	Darunter ist der typische Zeitraum in Minuten zu verstehen, während dessen die SEE/SSE nach erfolgter Netztrennung nicht zum Wiederauffahren zur Verfügung steht. (Definition entspricht der im BDEW-Dokument „Ergänzende Stammdatenmeldung zum Redispatch-Vermögen im Rahmen der Festlegung BK6-13-200 (Energieinformationsnetz)“ verwendeten Definition)
64	<b>Anfahrtszeit vom Kommando bis zur Synchronisation aus Zustand kalt (&gt; 48h Stillstandzeit)</b>	Groß-SEE Groß-SSE	Darunter ist der typische Zeitraum in Minuten vom Kommando zum Anfahren der SEE/SSE bis zum Zeitpunkt des Beginns der Leistungseinspeisung in das Netz zu verstehen. Dieses gilt für einen Stillstand der SEE/SSE vor Anfahrtszeit von größer als 48h. (Definition entspricht der im BDEW-Dokument „Ergänzende Stammdatenmeldung zum Redispatch-Vermögen im Rahmen der Festlegung BK6-13-200 (Energieinformationsnetz)“ verwendeten Definition)
65	<b>Anfahrtszeit bis Synchronisation aus Zustand warm (&lt; 48h Stillstandzeit)</b>	Groß-SEE Groß-SSE	Darunter ist der typische Zeitraum in Minuten vom Kommando zum Anfahren der SEE/SSE bis zum Zeitpunkt des Beginns der Leistungseinspeisung in das Netz zu verstehen. Dieses gilt für einen Stillstand der SEE/SSE vor Anfahrtszeit von kleiner als 48h. (Definition entspricht der im BDEW-Dokument „Ergänzende Stammdatenmeldung zum Redispatch-Vermögen im Rahmen der Festlegung BK6-13-200 (Energieinformationsnetz)“ verwendeten Definition)

**Tabelle Umfang Datenaustausch ÜNB, VNB und SNN nach Art. 40 Abs. 5 SO-VO zum Beschluss BK6-18-122 vom 20.12.2018**

66	<b>Hochfahrzeit von Synchronisation Bis PROD_min aus Zustand kalt (&gt; 48 h Stillstandzeit)</b>	Groß-SEE Groß-SSE	Darunter ist der typische Zeitraum in Minuten beginnend mit der Netzsynchronisation bis zum Erreichen der Mindestleistung der SEE/SSE zu verstehen. Dieses gilt für einen Stillstand der SEE/SSE vor Anfahrt von größer als 48h. (Definition entspricht der im BDEW- Dokument „Ergänzende Stammdatenmeldung zum Redispatch-Vermögen im Rahmen der Festlegung BK6-13-200 (Energieinformationsnetz)“ verwendeten Definition)
67	<b>Hochfahrzeit von Synchronisation bis PROD_min aus Zustand warm (&lt; 48 h Stillstandzeit)</b>	Groß-SEE Groß-SSE	Darunter ist der typische Zeitraum in Minuten beginnend mit der Netzsynchronisation bis zum Erreichen der Mindestleistung der SEE/SSE zu verstehen. Dieses gilt für einen Stillstand der SEE/SSE vor Anfahrt von kleiner als 48h. (Definition entspricht der im BDEW- Dokument „Ergänzende Stammdatenmeldung zum Redispatch-Vermögen im Rahmen der Festlegung BK6-13-200 (Energieinformationsnetz)“ verwendeten Definition)
68	<b>Abfahrzeit ausgehend von PROD_min bis zur Netztrennung</b>	Groß-SEE Groß-SSE	Darunter ist der typische Zeitraum in Minuten, innerhalb dessen ausgehend von der Mindestwirkleistungseinspeisung eine Netztrennung erreicht wird, zu verstehen. (Definition entspricht der im BDEW- Dokument „Ergänzende Stammdatenmeldung zum Redispatch-Vermögen im Rahmen der Festlegung BK6-13-200 (Energieinformationsnetz)“ verwendeten Definition)
69	<b>Lastgradient von PROD_min bis PROD_nenn (Nettonennleistung)</b>	Groß-SEE Groß-SSE	Darunter ist die durchschnittliche Leistungsänderungsgeschwindigkeit in MW pro Minute innerhalb des Leistungsbereiches zwischen Mindesterzeugungsleistung und Nennleistung bei Leistungserhöhung, abgeleitet aus der Zeitdauer der Leistungsänderung zwischen Mindesterzeugungsleistung und Nennleistung, zu verstehen. (Definition entspricht der im BDEW-Dokument „Ergänzende Stammdatenmeldung zum Redispatch- Vermögen im Rahmen der Festlegung BK6-13-200 Energieinformationsnetz)“ verwendeten Definition)
70	<b>Lastgradient von PROD_nenn (Nettonennleistung) bis PROD_min</b>	Groß-SEE Groß-SSE	Darunter ist die durchschnittliche Leistungsänderungsgeschwindigkeit in MW pro Minute bei Leistungsreduzierung, abgeleitet aus der Zeitdauer der Leistungsänderung zwischen Nennleistung und Mindesterzeugungsleistung, zu verstehen. (Definition entspricht der im BDEW-Dokument „Ergänzende Stammdatenmeldung zum Redispatch-Vermögen im Rahmen der Festlegung BK6-13-200 (Energieinformationsnetz)“ verwendeten Definition)
75	<b>Messlokations-Identifikationsnummer</b>	SEE SSE	Es ist die ID der Messlokation der SEE/SSE anzugeben. Eine Messlokation ist eine Lokation, an der Energie gemessen wird und die alle technischen Einrichtungen beinhaltet, die zur Ermittlung und ggf. Übermittlung der Messwerte erforderlich sind. Die Messlokation ist ein gängiger Identifikator in der deutschen nationalen Marktkommunikation.
76	<b>Marktlokations-Identifikationsnummer</b>	SEE SSE	Es ist die ID der Marktlokation der SEE/SSE anzugeben. In einer Marktlokation wird Energie entweder erzeugt oder verbraucht. Die Marktlokation ist mit mindestens einer Leitung mit einem Netz verbunden. Die Marktlokation ist ein gängiger Identifikator in der deutschen nationalen Marktkommunikation.

**Tabelle Umfang Datenaustausch ÜNB, VNB und SNN nach Art. 40 Abs. 5 SO-VO zum Beschluss BK6-18-122 vom 20.12.2018**

146	<b>Displayname</b>	Groß-SEE Groß- SSE EE-SEE Wind $\geq$ 1 MW EE-SEE Solar $\geq$ 1 MW EE-SEE Biomasse $\geq$ 135 kW EE-SEE Laufwasser $\geq$ 10 MW EE-SEE Sonstige ET $\geq$ 10 MW	Es ist ein Klarname für die jeweilige SEE/SSE anzugeben. Unter Displayname wird bei konventionellen Stromerzeugungseinheiten beispielsweise der Blockname eingetragen.
148	<b>Präqualifizierte Primärregel- leistung (+/-FCR)</b>	Groß-SEE Groß- SSE EE-SEE Wind $\geq$ 1 MW EE-SEE Solar $\geq$ 1 MW EE-SEE Biomasse $\geq$ 135 kW EE-SEE Laufwasser $\geq$ 10 MW EE-SEE Sonstige ET $\geq$ 10 MW	Es ist die präqualifizierte Primärregelleistung in MW anzugeben. Es ist für den positiven und negativen Anteil jeweils eine Angabe zu machen, falls vorhanden.
150	<b>Präqualifizierte Sekundärre- gelleistung (+/- aFRR)</b>	Groß-SEE Groß- SSE EE-SEE Wind $\geq$ 1 MW EE-SEE Solar $\geq$ 1 MW EE-SEE Biomasse $\geq$ 135 kW EE-SEE Laufwasser $\geq$ 10 MW EE-SEE Sonstige ET $\geq$ 10 MW	Es ist die präqualifizierte Sekundärregelleistung in MW anzugeben. Es ist für den positiven und negativen Anteil jeweils eine Angabe zu machen, falls vorhanden.

**Tabelle Umfang Datenaustausch ÜNB, VNB und SNN nach Art. 40 Abs. 5 SO-VO zum Beschluss BK6-18-122 vom 20.12.2018**

152	<b>Präqualifizierte Minutenreserveleistung (+/- mFRR)</b>	Groß-SEE Groß- SSE EE-SEE Wind $\geq 1$ MW EE-SEE Solar $\geq 1$ MW EE-SEE Biomasse $\geq 135$ kW EE-SEE Laufwasser $\geq 10$ MW EE-SEE Sonstige ET $\geq 10$ MW	Es ist die präqualifizierte Minutenreserveleistung in MW anzugeben. Es ist für den positiven und negativen Anteil jeweils eine Angabe zu machen, falls vorhanden.
154	<b>Verwendung des W-Codes</b>	Groß-SEE Groß- SSE EE-SEE Wind $\geq 1$ MW EE-SEE Solar $\geq 1$ MW EE-SEE Biomasse $\geq 135$ kW EE-SEE Laufwasser $\geq 10$ MW EE-SEE Sonstige ET $\geq 10$ MW	Angabe ob bei Verwendung des W-EIC dieser das Kraftwerk oder die Erzeugungseinheit identifiziert.
156	<b>Anschlussnetzbetreiber Name</b>	SEE SSE	Es ist der Anschlussnetzbetreiber als Klarname anzugeben. Das Datum dient zur Identifizierung des Anschlussnetzbetreibers.

## Tabelle Umfang Datenaustausch ÜNB, VNB und SNN nach Art. 40 Abs. 5 SO-VO zum Beschluss BK6-18-122 vom 20.12.2018

### 2.2 Planungsdaten

Lfd. Nr.	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung
77	<b>Einspeisung (PROD)</b>	Groß-SEE Groß-SSE	Der Wert Produktion ist die Netzeinspeiseleistung an Wirkleistung in MW am Netzanschlusspunkt einer SEE oder SSE. Außer bei An- und Abfahrtrampen gilt $PROD_{min} \leq PROD \leq PROD_{max}$ .
78	<b>minimale Einspeisung (PROD_min)</b>	Groß-SEE Groß-SSE	Die Mindestleistung (Produktion) einer SEE oder SSE ist die minimal elektrisch stabil erzeugbare Leistung (untere Leistungsgrenze) in MW. Dieser Wert wird als Mindestleistung für den jeweiligen Zeitraum übermittelt. Eine weitere Absenkung dieser Leistung ist in der Regel nur über technische Sondermaßnahmen möglich und führt zu instabileren Betriebsregimen, die nicht im Fokus der Übermittlung von Planungsdaten stehen.
79	<b>maximale Einspeisung (PROD_max)</b>	Groß-SEE Groß-SSE	Die beanspruchbare elektrische Leistung (Obere Leistungsgrenze / Produktion) entspricht der Differenz aus Nettonennleistung und nicht beanspruchbarer Leistung in MW. Dieser Wert wird als maximal mögliche Einspeiseleistung der SEE für den jeweiligen Zeitraum übermittelt. Dieser Maximalwert wird durch anlagen- oder betriebsmittelbedingte Parameter (z.B. Wartungsmaßnahmen, Fernwärmeauskopplung) oder äußere Einflüsse (z.B. Netzrestriktionen, Dargebotssituation) begrenzt. Im laufenden Betrieb kann PROD_max von der unter Normbedingungen ermittelten Nettonennleistung abweichen, ohne dass eine Nichtbeanspruchbarkeit vorliegt.
80	<b>Entnahme (VERB)</b>	Groß-SSE	Der Wert Verbrauch ist die Netzentnahmeleistung an Wirkleistung am Netzanschlusspunkt einer SSE (z. B. im Pumpbetrieb von Pumpspeicherkraftwerken) in MW. Im Gegensatz zu PROD sind Betriebs- und Eigenbedarf wie bspw. Netzverluste bis zum Einspeisepunkt in VERB enthalten. Außer bei An- und Abfahrtrampen gilt $VERB_{min} \leq VERB \leq VERB_{max}$ .
81	<b>minimale Entnahme (VERB_min)</b>	Groß-SSE	Für die Aufnahme von Energie, z. B. im Pumpbetrieb von Pumpspeicherkraftwerken, wird der für den Generatorbetrieb definierte Begriff PROD_min in Analogie auch für die Bezugsrichtung verwendet (untere Leistungsgrenze) (Einheit MW). Im Gegensatz zu PROD_min sind Betriebs- und Eigenbedarf, wie bspw. Netzverluste bis zum Einspeisepunkt in der VERB_min enthalten. Für nichtregelbare Pumpen gilt, dass VERB_min betragsmäßig der Größe VERB_max entspricht.
82	<b>maximale Entnahme (VERB_max)</b>	Groß-SSE	Für die Aufnahme von Energie, z. B. im Pumpbetrieb von Pumpspeicherkraftwerken, wird der für den Generatorbetrieb definierte Begriff PROD_max in Analogie auch für die Bezugsrichtung verwendet (obere Leistungsgrenze) (Einheit MW). Im Gegensatz zu PROD_max sind Betriebs- und Eigenbedarf wie bspw. Netzverluste bis zum Einspeisepunkt in der VERB_max enthalten. Die beanspruchbare Leistung (Verbrauch) entspricht bei Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken der Nettonennleistung (Verbrauch) der Pumpe, sofern die Pumpe beanspruchbar ist.
83	<b>positives Redispatchpotenzial (+RDV)</b>	Groß-SEE Groß-SSE	Das positive Redispatchvermögen entspricht der aktivierbaren freien, nicht anderweitig gebundenen Leistung einer SEE, SSE oder SVE in positiver Richtung in MW. Bei einem Redispatchabruf sind PROD, +RDV und -RDV anzupassen. Während der An- und Abfahrtrampen sind +RDV und -RDV entsprechend anzupassen.

**Tabelle Umfang Datenaustausch ÜNB, VNB und SNN nach Art. 40 Abs. 5 SO-VO zum Beschluss BK6-18-122 vom 20.12.2018**

84	<b>negatives Redispatchpotenzial (-RDV)</b>	Groß-SEE Groß-SSE	Das negative Redispatchvermögen entspricht der aktivierbaren freien, nicht anderweitig gebundenen Leistung einer SEE, SSE oder SVE in negativer Richtung in MW. Bei einem Redispatchabruf sind PROD, +RDV und –RDV anzupassen. Während der An- und Abfahrtrampen sind +RDV und –RDV entsprechend anzupassen.
85	<b>positive Primärregelleistung (+FCR)</b>	Groß-SEE Groß-SSE	Leistungsvorhaltungen für positive und negative Primärregelleistung sind für die Erbringung von Primärregelleistung reservierte Leistungen in MW. Abgerufene Primärregelleistung ändert nicht den Planungswert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und nicht planbar ist. Die gemeldeten Leistungsvorhaltungen müssen immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein.
86	<b>negative Primärregelleistung (-FCR)</b>	Groß-SEE Groß-SSE	Leistungsvorhaltungen für positive und negative Primärregelleistung sind für die Erbringung von Primärregelleistung reservierte Leistungen in MW. Abgerufene Primärregelleistung ändert nicht den Planungswert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und nicht planbar ist. Die gemeldeten Leistungsvorhaltungen müssen immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein.
87	<b>positive Sekundärregelleistung (+aFRR)</b>	Groß-SEE Groß-SSE	Leistungsvorhaltung für positive Sekundärregelleistung ist für die Erbringung von Sekundärregelleistung reservierte Leistung in MW. Abgerufene Sekundärregelleistung ändert nicht den Wert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und nicht planbar ist. Die gemeldete Leistungsvorhaltung muss immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein.
88	<b>negative Sekundärregelleistung (-aFRR)</b>	Groß-SEE Groß-SSE	Leistungsvorhaltung für negative Sekundärregelleistung ist für die Erbringung von Sekundärregelleistung reservierte Leistung in MW. Abgerufene Sekundärregelleistung ändert nicht den Wert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und nicht planbar ist. Die gemeldete Leistungsvorhaltung muss immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein.
89	<b>positive Minutenreserveleistung (+mFRR)</b>	Groß-SEE Groß-SSE	Leistungsvorhaltung für positive Minutenreserveleistung ist für die Erbringung von Minutenreserveleistung reservierte Leistung in MW. Abgerufene Minutenreserveleistung ändert nicht den Wert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und in der Regel nicht planbar ist. Die gemeldete Leistungsvorhaltung muss immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein.
90	<b>negative Minutenreserveleistung (-mFRR)</b>	Groß-SEE Groß-SSE	Leistungsvorhaltung für negative Minutenreserveleistung ist für die Erbringung von Minutenreserveleistung reservierte Leistung in MW. Abgerufene Minutenreserveleistung ändert nicht den Wert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und in der Regel nicht planbar ist. Die gemeldete Leistungsvorhaltung muss immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein.
91	<b>positive Besicherungsleistung (+BES)</b>	Groß-SEE Groß-SSE	Die positive Besicherungsleistung ist eine positive vorgehaltene Leistung in MW zur Besicherung des Ausfalls von SEE und SSE für eigene Zwecke oder Dritte. Dazu zählen auch Besicherungsmaßnahmen für die Regelleistungsvorhaltung und die Wärmeauskopplung.
92	<b>negative Besicherungsleistung (-BES)</b>	Groß-SEE Groß-SSE	Die negative Besicherungsleistung ist eine negative vorgehaltene Leistung in MW zur Besicherung des Ausfalls von SEE und SSE für eigene Zwecke oder Dritte. Dazu zählen auch Besicherungsmaßnahmen für die Regelleistungsvorhaltung und die Wärmeauskopplung.



**Tabelle Umfang Datenaustausch ÜNB, VNB und SNN nach Art. 40 Abs. 5 SO-VO zum Beschluss BK6-18-122 vom 20.12.2018**

93	<b>geplante Nichtbeanspruchbarkeit</b>	<p>Groß-SEE Groß-SSE</p> <p>EE-SEE Wind <math>\geq 1</math> MW</p> <p>EE-SEE Solar <math>\geq 1</math> MW</p> <p>EE-SEE Biomasse <math>\geq 135</math> kW</p> <p>EE-SEE Laufwasser <math>\geq 10</math> MW</p> <p>EE-SEE Sonstige ET <math>\geq 10</math> MW</p>	<p>Eine geplante Nichtbeanspruchbarkeit einer SEE, SSE oder SVE ist die Leistungseinschränkung in MW, die bekannt ist, ohne dass diese zum Zeitpunkt des Bekanntwerdens die SEE, SSE oder SVE beeinträchtigt. Die geplante Nichtbeanspruchbarkeit kann vor der Wirkung an der SEE, SSE oder SVE an den ÜNB übermittelt werden. Die Bezugsebene der Informationsbereitstellung für die geplante Nichtbeanspruchbarkeit ist der Netzanschlusspunkt.</p> <p>Im Rahmen der Konsultation wurde klargestellt, dass Umweltauflagen für EE-Anlagen als Nichtbeanspruchbarkeiten zu behandeln sind.</p>
94	<b>ungeplante Nichtbeanspruchbarkeit</b>	<p>Groß-SEE Groß-SSE</p> <p>EE-SEE Wind <math>\geq 1</math> MW</p> <p>EE-SEE Solar <math>\geq 1</math> MW</p> <p>EE-SEE Biomasse <math>\geq 135</math> kW</p> <p>EE-SEE Laufwasser <math>\geq 10</math> MW</p> <p>EE-SEE Sonstige ET <math>\geq 10</math> MW</p>	<p>Eine ungeplante Nichtbeanspruchbarkeit einer SEE, SSE oder SVE ist die Leistungseinschränkung in MW, welche in einer SEE, SSE oder SVE sofort zu einer Leistungseinschränkung führt, ohne dass diese beeinflusst werden kann. Diese ungeplante Nichtbeanspruchbarkeit wird somit erst nach ihrem Eintritt an den ÜNB übermittelt. Die Bezugsebene der Informationsbereitstellung für die ungeplante Nichtbeanspruchbarkeit ist der Netzanschlusspunkt.</p>
97	<b>positiver Redispatchabruf (+RDA)</b>	<p>Groß-SEE</p> <p>Groß-SSE</p>	<p>Der positive Redispatchabruf ist der durch den ÜNB angewiesene und geplante positive Redispatchabruf in MW auf der jeweiligen SEE oder SVE. Der Redispatchabruf kann maximal den Wert des vorher gemeldeten Redispatchpotenzials betragen.</p>
98	<b>negativer Redispatchabruf (-RDA)</b>	<p>Groß-SEE</p> <p>Groß-SSE</p>	<p>Der negative Redispatchabruf ist der durch den ÜNB angewiesene und geplante negative Redispatchabruf in MW auf der jeweiligen SEE oder SVE. Der Redispatchabruf kann maximal den Wert des vorher gemeldeten Redispatchpotenzials betragen.</p>

## Tabelle Umfang Datenaustausch ÜNB, VNB und SNN nach Art. 40 Abs. 5 SO-VO zum Beschluss BK6-18-122 vom 20.12.2018

### 2.3 Echtzeitdaten

Lfd. Nr.	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung
99	<b>Wirkleistung</b>	SEE (Typen D, C, $B \geq 1$ MW) SSE (Typen D, C, $B \geq 1$ MW)	Die verwendete Einheit ist MW. Konventionelle Anlagen: Einzelwerte je Erzeugungs-/Speichereinheit EE-Erzeugungseinheiten: Energieträgerscharfe Einzelwerte je Übergabestation, die einzelne EE-Erzeugungseinheiten messtechnisch zusammenfasst (z.B. Windpark). Im Falle von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung, deren Verbrauch über den Verbrauch von Eigenbedarfseinrichtungen hinausgeht, die Netto- Wirkleistung der NVR (z.B. GuD innerhalb eines Industrieparks).
100	<b>Blindleistung</b>	SEE (Typen D, C, $B \geq 1$ MW) SSE (Typen D, C, $B \geq 1$ MW)	Die verwendete Einheit ist MVar. Konventionelle Anlagen in Observability Area des ÜNB: Einzelwerte je Erzeugungs-/Speichereinheit EE-Erzeugungseinheiten in Observability Area des ÜNB: Energieträgerscharfe Einzelwerte je Übergabestation, die einzelne EE-Erzeugungseinheiten messtechnisch zusammenfasst. Im Falle von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung, deren Verbrauch über den Verbrauch von Eigenbedarfseinrichtungen hinausgeht, die Netto-Wirkleistung der SEE (z.B. GuD innerhalb eines Industrieparks).
101	<b>Statusmeldung über die Einbeziehung der Erzeugungs-/Speichereinheit in eine laufende Netzsicherheitsmaßnahme</b>	SEE (Typen D, C, $B \geq 1$ MW) SSE (Typen D, C, $B \geq 1$ MW)	Statusmeldung über die Umsetzung der laufenden Netzsicherheitsmaßnahme durch die Erzeugungs-/Speichereinheit
102	<b>Stellung der Leistungsschalter am Netzanschlusspunkt oder an einer sonstigen mit dem ÜNB vereinbarten Schnittstelle</b>	SEE (Typen D, C, $B \geq 1$ MW) SSE (Typen D, C, $B \geq 1$ MW)	Zeigt an, ob die Anlage sich in Betrieb befindet und ist somit wichtig zur Zustandsestimation, für die Stabilitätsbewertung sowie zur Beantwortung der Frage, inwieweit die Anlage zu Entlastungsmaßnahmen herangezogen werden kann. Aus Sicht der ÜNB reicht die Übermittlung der Stellung des Leistungsschalters eines Anlagenparks am Netzverknüpfungspunkt mit dem öffentlichen Netz aus.
103	<b>Dargebotsleistung (P<sub>möglich</sub>)</b>	EE-SEE (Typen D, C, $B \geq 1$ MW)	Verfügbare Leistung in MW minus Leistungsanteil, der infolge fehlendem bzw. nicht ausreichend vorhandenem Primärenergieträgerangebot nicht erbracht werden kann (Bsp.: WP Pinst = 10 MW; 0 MW nicht verfügbar; Wind reicht nur für 5 MW dann Dargebotsleistung = 5 MW)
104	<b>verfügbare Wirkleistung</b>	EE-SEE (Typen D, C, $B \geq 1$ MW)	Die technisch verfügbare Leistung einer dargebotsabhängigen EE-SEE in MW. Dies ist die installierte Leistung Pinst (Bruttoleistung) der EE-SEE bzw. der EE-Anlage, abzüglich des für den Betrieb der EE-SEE (der EE-Anlage) benötigten Eigenbedarfs sowie der in Wartung/Revision befindlichen oder gestörten Leistungsanteile.
105	<b>verfügbare Blindleistung</b>	EE-SEE (Typen D, C, $B \geq 1$ MW)	Die verwendete Einheit ist MVar. Notwendig für Spannungsregelung und Blindleistungsmanagement und damit limitierende Größe für die Ausfallvariantenrechnung für Anlagen in Observability Area des ÜNB.

**Tabelle Umfang Datenaustausch ÜNB, VNB und SNN nach Art. 40 Abs. 5 SO-VO zum Beschluss BK6-18-122 vom 20.12.2018**

106	<b>Energieinhalt</b>	Groß-SSE	Der Energiegehalt einer SSE bezeichnet die derzeit gespeicherte Energie in MWh, die in das Netz eingespeist werden könnte.
107	<b>marktbasierte Abregelung</b>	Direktvermarktete EE-SEE (Wind und Solar) Typen D, C, B $\geq 1$ MW)  Bis auf Weiteres ist die Lieferung durch EE-SEE mit anderen ET als Wind und Solar nicht vorgesehen.	Leistung in MW, die infolge von niedrigen Marktpreisen/Portfoliooptimierungen reduziert wird. Notwendig für die Hochrechnung und damit auch zur Unterstützung der Kurzfristprognose der energieträgerscharfen Einspeisung. Hochrechnungen und Prognosen sind wichtig zur Bewertung der regionalen Leistungsbilanz und damit auch zur Überwachung und Bestimmung der Netzzustände. Insbesondere dient diese Größe zur Netzzustandsermittlung im unbeeinflussten Fall.
108	<b>Windgeschwindigkeit</b>	Direktvermarktete EE- SEE (Typen D, C, B $\geq 1$ MW)	Meter / Sekunde; betrifft nur Windkraftanlagen, wenn bereits gemessen;
109	<b>Windrichtung</b>	Direktvermarktete EE- SEE (Typen D, C, B $\geq 1$ MW)	Grad; betrifft nur Windkraftanlagen, wenn bereits gemessen; Verbesserung der Hochrechnungs- und Prognosewerkzeuge
110	<b>Temperatur</b>	Direktvermarktete EE- SEE (Typen D, C, B $\geq 1$ MW)	Grad °C; wenn bereits gemessen
112	<b>Luftdruck</b>	Direktvermarktete EE- SEE (Typen D, C, B $\geq 1$ MW)	hPa; wenn bereits gemessen
113	<b>Messungen der Globalstrahlung</b>	Direktvermarktete EE- SEE (Typen D, C, B $\geq 1$ MW)	W / m <sup>2</sup> ; für PV-Anlagen, wenn bereits gemessen

**Tabelle Umfang Datenaustausch ÜNB, VNB und SNN nach Art. 40 Abs. 5 SO-VO zum Beschluss BK6-18-122 vom 20.12.2018**

2.4 Echtzeitdaten (Referenzanlagen)

<b>Lfd. Nr.</b>	<b>Datum / Information</b>	<b>Objekt[e]</b>	<b>Beschreibung</b>
114	<b>Wirkleistung</b>	EE-SEE des Typ B < 1 MW	In MW; notwendig für die Hochrechnung und damit auch zur Unterstützung der Kurzfristprognose der energieträgerscharfen Einspeisung. Hochrechnungen und Prognosen sind wichtig zur Bewertung der regionalen Leistungsbilanz und in Verbindung damit auch zur Überwachung und Bestimmung der Netzzustände. Ist dann notwendig, wenn andere repräsentative Anlagen zur Hochrechnung nicht im ausreichenden Maß messtechnisch erfasst sind.
116	<b>Statusinformationen</b>	Referenzanlage n vom Typ EE-SEE	- Status zu vermarktungs- oder netzsicherheitsbedingter oder aufgrund von behördlichen Auflagen (Umweltauflagen) abgesenkter Leistung; Technischer Status: Anlage fährt störungsfrei mit installierter Leistung oder nicht; Kommunikationsstatus, Wert/Übertragung gestört

**Tabelle Umfang Datenaustausch ÜNB, VNB und SNN nach Art. 40 Abs. 5 SO-VO zum Beschluss BK6-18-122 vom 20.12.2018**

**3. Verbrauch**

3.1 Stammdaten

<b>Lfd. Nr.</b>	<b>Datum / Information</b>	<b>Objekt[e]</b>	<b>Beschreibung</b>
7	<b>W-EIC</b>	Groß-SEE Groß-SSE EE-SEE Wind $\geq 1$ MW EE-SEE Solar $\geq 1$ MW EE-SEE Biomasse $\geq 135$ kW EE-SEE Laufwasser $\geq 10$ MW EE-SEE Sonstige ET $\geq 10$ MW Groß-SVE	Eindeutiger Identifikator für technische Ressourcen. Wird zur Identifizierung von SSE/SEE/Groß-SVE und wird zur Identifizierung von Kraftwerken verwendet. Dieser Identifikator könnte auch zur Identifizierung von Parks (EE-SEE, SEE) verwendet werden. Code verweist auf physikalische Zusammenhänge (16-stellig).
145	<b>MaStR-Nummer</b>	SEE SSE Groß-SVE	Dieses Datum sehen die ÜNB als wichtige Information, zur Identifizierung von Informationen zu derselben Anlage aus unterschiedlichen Quellen.
117	<b>Standort der SEE/SSE bzw. SVE</b>	Groß-SVE	Unter dem Stammdatum Standort der SVE sind Längen- und Breitengrade nach ETRS89 bzw. WGS84 oder UTM Koordinaten nach ETRS89 bzw. WGS84 zu verstehen
118	<b>Netzanschlusspunkt</b>	Groß-SVE	(Technischer) Netzanschlusspunkt in Form des Umspannwerkes, über das die SVE an das öffentliche Netz angeschlossen ist.
119	<b>Regelzone</b>	Groß-SVE	Angabe zur Anschluss-Regelzone durch im europäischen Energiemarkt verwendeten Identifikator (EIC = Energy Identification Code).
120	<b>Anschlussnetzbetreiber ID</b>	Groß-SVE	Es ist die Marktpartner-ID des Anschlussnetzbetreibers (BDEW-Codenummer oder GS1) anzugeben.
121	<b>Spannungsebene</b>	Groß-SVE	Es ist die Spannungsebene des Netzanschlusspunktes in kV anzugeben, an die die SVE angeschlossen sind.

**Tabelle Umfang Datenaustausch ÜNB, VNB und SNN nach Art. 40 Abs. 5 SO-VO zum Beschluss BK6-18-122 vom 20.12.2018**

122	<b>erstmaliger Inbetriebnahmezeitpunkt</b>	Groß-SVE	Der erstmalige Inbetriebnahmezeitpunkt ist der Zeitpunkt der erstmaligen Inbetriebsetzung der SVE nach Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft. Die technische Betriebsbereitschaft setzt voraus, dass die SVE fest an dem für den dauerhaften Betrieb vorgesehenen Ort und dauerhaft mit dem für Erzeugung oder Entnahme von Wechselstrom erforderlichen Zubehör installiert wurde. Sobald das Datum bekannt ist, ist dieses auch für die Zukunft zu melden.
123	<b>kommerzieller Inbetriebnahmezeitpunkt</b>	Groß-SVE	Die kommerzielle Inbetriebnahme ist der Zeitpunkt, ab dem die SVE nach marktwirtschaftlichen Gesichtspunkten betrieben wird. Ausgenommen davon sind Tests zur Inbetriebnahme. Bei Groß-SVE beschreibt die kommerzielle Inbetriebnahme das Datum, ab dem ein geregelter Leistungsbetrieb stattfindet. Sobald das Datum bekannt ist, ist dieses auch für die Zukunft zu melden.
126	<b>Nettonennleistung</b>	Groß-SVE	In MW. Für die Aufnahme von Energie wird der für den Generatorbetrieb definierte Begriff PROD_nenn in Analogie auch für die Bezugsrichtung verwendet. Im Gegensatz zu PROD_nenn sind Betriebs- und Eigenbedarf wie bspw. Netzverluste bis zum Einspeisepunkt in der VERB_nenn enthalten.
127	<b>Bilanzkreis</b>	Groß-SVE	Angabe des EIC-Codes für den Bilanzkreis, dem die SVE zugeordnet ist.
128	<b>Einsatzverantwortlicher</b>	Groß-SVE	Angabe der BDEW-Marktpartner-ID für den Einsatzverantwortlichen, der für den Einsatz einer SVE und die Übermittlung ihrer Fahrpläne verantwortlich ist. Ebenso sind Kontaktdaten, die Firma, Anschrift, Ansprechpartner, Kommunikationsparameter anzugeben. Im Rahmen der SO GL Umsetzung wird die Rolle des EIV vom Anlagenbetreiber wahrgenommen oder dieser benennt den EIV.
129	<b>Anteil beeinflussbarer Last</b>	Groß-SVE	Der beeinflussbare Lastanteil bezeichnet den Umfang unter Standardbedingungen der elektrischen Wirkleistungsänderung an einer Verbrauchsstelle, der auf Anforderung gezielt (ggf. zeitlich beschränkt) realisiert werden kann.
130	<b>Messlokations- Identifikationsnummer</b>	Groß-SVE	Es ist die ID der Messlokation der SVE anzugeben. Eine Messlokation ist eine Lokation, an der Energie gemessen wird und die alle technischen Einrichtungen beinhaltet, die zur Ermittlung und ggf. Übermittlung der Messwerte erforderlich sind. Die Messlokation ist ein gängiger Identifikator in der deutschen nationalen Marktkommunikation.
131	<b>Marktklokations- Identifikationsnummer</b>	Groß-SVE	Es ist die ID der Marktklokation der SVE anzugeben. In einer Marktklokation wird Energie entweder erzeugt oder verbraucht. Die Marktklokation ist mit mindestens einer Leitung mit einem Netz verbunden. Die Marktklokation ist ein gängiger Identifikator in der deutschen nationalen Marktkommunikation.
147	<b>Displayname</b>	Groß-SVE	Es ist der Klarname für die jeweilige Groß-SVE anzugeben.
149	<b>präqualifizierte Primärregelleistung (+/- FCR)</b>	Groß-SVE	Es ist die präqualifizierte Primärregelleistung in MW anzugeben. Es ist für den positiven und negativen Anteil jeweils eine Angabe zu machen, falls vorhanden.
151	<b>präqualifizierte Sekundärregelleistung (+/-aFRR)</b>	Groß-SVE	Es ist die präqualifizierte Sekundärregelleistung in MW anzugeben. Es ist für den positiven und negativen Anteil jeweils eine Angabe zu machen, falls vorhanden.
153	<b>präqualifizierte Minutenreserveleistung (+/-mFRR)</b>	Groß-SVE	Es ist die präqualifizierte Minutenreserveleistung in MW anzugeben. Es ist für den positiven und negativen Anteil jeweils eine Angabe zu machen, falls vorhanden.

**Tabelle Umfang Datenaustausch ÜNB, VNB und SNN nach Art. 40 Abs. 5 SO-VO zum Beschluss BK6-18-122 vom 20.12.2018**

155	<b>Verwendung des W- Codes</b>	Groß-SVE	Angabe ob eine SVE einen W-Code als Identifikator verwendet.
157	<b>Anschlussnetzbetreiber Name</b>	Groß-SVE	Es ist der Anschlussnetzbetreiber als Klarname anzugeben. Das Datum dient zur Identifizierung des Anschlussnetzbetreibers.

**Tabelle Umfang Datenaustausch ÜNB, VNB und SNN nach Art. 40 Abs. 5 SO-VO zum Beschluss BK6-18-122 vom 20.12.2018**

3.2 Planungsdaten

<b>Lfd. Nr.</b>	<b>Datum / Information</b>	<b>Objekt[e]</b>	<b>Beschreibung</b>
132	<b>Entnahme (VERB)</b>	Groß-SVE	Der Wert Verbrauch (in MW) ist die Netzentnahmeleistung an Wirkleistung am Netzanschlusspunkt einer SVE. Im Gegensatz zu PROD sind Betriebs- und Eigenbedarf wie bspw. Netzverluste bis zum Einspeisepunkt in VERB enthalten. Außer bei An- und Abfahrtrampen gilt $VERB_{min} \leq VERB \leq VERB_{max}$ .
133	<b>minimale Entnahme (VERB_min)</b>	Groß-SVE	In MW. Für die Aufnahme von Energie wird der für den Generatorbetrieb definierte Begriff PROD_min in Analogie auch für die Bezugsrichtung verwendet (untere Leistungsgrenze). Im Gegensatz zu PROD_min sind Betriebs- und Eigenbedarf, wie bspw. Netzverluste bis zum Einspeisepunkt in der VERB_min enthalten. Für nichtregelbare Groß-SVE gilt, dass VERB_min betragsmäßig der Größe VERB_max entspricht.
134	<b>maximale Entnahme (VERB_max)</b>	Groß-SVE	In MW. Für die Aufnahme von Energie wird der für den Generatorbetrieb definierte Begriff PROD_max in Analogie auch für die Bezugsrichtung verwendet (obere Leistungsgrenze). Im Gegensatz zu PROD_max sind Betriebs- und Eigenbedarf wie bspw. Netzverluste bis zum Einspeisepunkt in der VERB_max enthalten.
135	<b>positive Primärregelleistung (+FCR)</b>	Groß-SVE mit Regelleistungsvorhaltung	Leistungsvorhaltungen für positive und negative Primärregelleistung sind für die Erbringung von Primärregelleistung reservierte Leistungen in MW. Abgerufene Primärregelleistung ändert nicht den Planungswert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und nicht planbar ist. Die gemeldeten Leistungsvorhaltungen müssen immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein.
136	<b>negative Primärregelleistung (-FCR)</b>	Groß-SVE mit Regelleistungsvorhaltung	Leistungsvorhaltungen für positive und negative Primärregelleistung sind für die Erbringung von Primärregelleistung reservierte Leistungen in MW. Abgerufene Primärregelleistung ändert nicht den Planungswert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und nicht planbar ist. Die gemeldeten Leistungsvorhaltungen müssen immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein.
137	<b>positive Sekundärregelleistung (+aFRR)</b>	Groß-SVE mit Regelleistungsvorhaltung	Leistungsvorhaltung für positive Sekundärregelleistung ist für die Erbringung von Sekundärregelleistung reservierte Leistung in MW. Abgerufene Sekundärregelleistung ändert nicht den Wert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und nicht planbar ist. Die gemeldete Leistungsvorhaltung muss immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein.
138	<b>negative Sekundärregelleistung (-aFRR)</b>	Groß-SVE mit Regelleistungsvorhaltung	Leistungsvorhaltung für negative Sekundärregelleistung ist für die Erbringung von Sekundärregelleistung reservierte Leistung in MW. Abgerufene Sekundärregelleistung ändert nicht den Wert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und nicht planbar ist. Die gemeldete Leistungsvorhaltung muss immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein.



**Tabelle Umfang Datenaustausch ÜNB, VNB und SNN nach Art. 40 Abs. 5 SO-VO zum Beschluss BK6-18-122 vom 20.12.2018**

139	<b>positive Minutenreserveleistung (+mFRR)</b>	Groß-SVE mit Regelleistungsvorhaltung	Leistungsvorhaltung für positive Minutenreserveleistung ist für die Erbringung von Minutenreserveleistung reservierte Leistung in MW. Abgerufene Minutenreserveleistung ändert nicht den Wert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und in der Regel nicht planbar ist. Die gemeldete Leistungsvorhaltung muss immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein.
140	<b>negative Minutenreserveleistung (-mFRR)</b>	Groß-SVE mit Regelleistungsvorhaltung	Leistungsvorhaltung für negative Minutenreserveleistung ist für die Erbringung von Minutenreserveleistung reservierte Leistung in MW. Abgerufene Minutenreserveleistung ändert nicht den Wert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und in der Regel nicht planbar ist. Die gemeldete Leistungsvorhaltung muss immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein.
141	<b>geplante Nichtbeanspruchbarkeit</b>	Groß-SVE	Eine geplante Nichtbeanspruchbarkeit einer SEE, SSE oder SVE ist die Leistungseinschränkung in MW, die bekannt ist, ohne dass diese zum Zeitpunkt des Bekanntwerdens die SEE, SSE oder SVE beeinträchtigt. Die geplante Nichtbeanspruchbarkeit kann vor der Wirkung an der SEE, SSE oder SVE an den ÜNB übermittelt werden. Die Bezugsebene der Informationsbereitstellung für die geplante Nichtbeanspruchbarkeit ist der Netzanschlusspunkt.
142	<b>ungeplante Nichtbeanspruchbarkeit</b>	Groß-SVE	Eine ungeplante Nichtbeanspruchbarkeit einer SEE, SSE oder SVE ist die Leistungseinschränkung in MW, welche in einer SEE, SSE oder SVE sofort zu einer Leistungseinschränkung führt, ohne dass diese beeinflusst werden kann. Diese ungeplante Nichtbeanspruchbarkeit wird somit erst nach ihrem Eintritt an den ÜNB übermittelt. Die Bezugsebene der Informationsbereitstellung für die ungeplante Nichtbeanspruchbarkeit ist der Netzanschlusspunkt.

**Tabelle Umfang Datenaustausch ÜNB, VNB und SNN nach Art. 40 Abs. 5 SO-VO zum Beschluss BK6-18-122 vom 20.12.2018**

3.3 Echtzeitdaten

<b>Lfd. Nr.</b>	<b>Datum / Information</b>	<b>Objekt[e]</b>	<b>Beschreibung</b>
143	<b>Wirkleistung</b>	Groß-SVE SVE mit Laststeuerungsdiensten	Wirkleistung (in MW) am Netzanschlusspunkt bzw. am Netzverknüpfungspunkt, sofern keine topologischen Informationen aus einem geschlossenen Verteilernetz vorhanden sind. Ausnahme: Verbrauchsanlagen mit vertraglich vereinbarter Flexibilitätsbereitstellung/Laststeuerung werden in jedem Fall einzeln übermittelt.
144	<b>Blindleistung</b>	Groß-SVE	Blindleistung (in MVar) am Netzanschlusspunkt bzw. am Netzverknüpfungspunkt, sofern keine topologischen Informationen aus einem geschlossenen Verteilernetz vorhanden sind.