



Datenaustausch im Rahmen der SO GL

Korrigiertes Antwortdokument zur Konsultation

Stand: 26. April 2018

Deleted: 19. März

Vorbemerkung

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben vom 7. Februar bis zum 7. März 2018 einen Vorschlag zum Umfang des Datenaustauschs gemäß Artikel 40 Absatz 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb ("SO GL") zur Konsultation gestellt. In dem vorliegenden Antwortdokument, welches sämtliche von den Konsultationsteilnehmern übermittelten Anmerkungen umfasst, beantworten die ÜNB die Anmerkungen.

Das Antwortdokument in der Fassung vom 19. März 2018 bestand aus drei Teilen:

Deleted: eht

- Konsultationsanmerkungen und Rückäußerungen der ÜNB dazu
- BDEW-Dokument "Ergänzende Stammdatenmeldung zum Redispatch-Vermögen im Rahmen der Festlegung BK-6-13-200 (Energieinformationsnetz)" vom 19. Juli 2016, auf welches in den Antworten verwiesen wird
- Ergänzende Erläuterungen zu den Konsultationsanmerkungen des Unternehmens Uniper SE

Der erste Teil des Dokuments ("Konsultationsanmerkungen und Rückäußerungen der ÜNB dazu") ordnet den Konsultationsanmerkungen jeweils eine Antwort der ÜNB zu. Im Gegensatz zum Konsultationsdokument enthält das Antwortdokument keine Zeilennummern; die Anmerkungen sind nachfolgend durch die jeweilige ID Nummer eindeutig identifiziert. Die Angaben in den Spalten "Zeile", "Lfd. Nr." und "auch" beziehen sich auf das Konsultationsdokument der ÜNB, welches unter <https://www.netztransparenz.de/EU-Network-Codes/SO-Verordnung/Datenaustausch> veröffentlicht ist.

In der vorliegenden Version des Antwortdokuments vom 26. April 2018 haben die ÜNB einige Fehler korrigiert und Klarstellungen vorgenommen. Aus Gründen der Transparenz wird das Dokument im Änderungsmodus noch einmal veröffentlicht. Die oben erwähnten Teile 2/3 (BDEW-Dokument) und 3/3 (Uniper-Erläuterungen) wurden nicht geändert. Sie werden der Vollständigkeit halber ebenfalls noch einmal veröffentlicht.

Die SO GL (Datenaustausch) Arbeitsgruppe der ÜNB ist über das Funktionspostfach datenaustausch@sogl.eu erreichbar.

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
1	103			<p>Die Abstrakte Konsultation der Datenbedarfsliste ist nicht geeignet, eine aufwandsarme Lösung zu finden. Es muss vielmehr berücksichtigt werden, dass viele Daten bereits an verschiedenen Stellen erfasst werden und von diesen Stellen auch bezogen werden könnten. Es ist zudem mit wesentlich weniger Aufwand verbunden, die bestehenden Datenerfassungen geringfügig auszudehnen, anstatt ganz neue Übermittlungswege einzuführen. Hier muss die bestehende Infrastruktur besser berücksichtigt werden, insbesondere sollte die konsequente Nutzung des Marktstammdatenregisters und die bei den Verteilnetzbetreibern verfügbaren Daten in den Mittelpunkt der Überlegungen gestellt werden. Gegebenenfalls notwendige Erweiterungen dieses Registers bzw. der Datenmeldungen der VNB dürfen dem nicht entgegenstehen, im Zweifel ist auch eine Verzögerung bei der Bereitstellung der Daten gegenüber den ÜNB in Kauf zu nehmen.</p> <p>Insgesamt muss sich auch der Datenbedarf an der Verfügbarkeit der Daten orientieren.</p>	Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne)	<p>Es ist das Anliegen der ÜNB, das Konsultationsverfahren wie auch die zukünftigen Datenaustausche so effizient wie möglich zu gestalten. Der gewählte Weg der Konsultation stellt eine effiziente und schnelle Erfassung der Anmerkungen sicher und sorgt für eine strukturierte Zuordnung zu den jeweils relevanten Passagen des Konsultationsdokuments. Insbesondere ermöglicht das internetgestützte Vorgehen angesichts des erheblichen Zeitdrucks eine gemeinsame Arbeit der auf verschiedene Standorte verteilten ÜNB-Projektgruppe an zentral verwalteten Dokumenten und effiziente Workflows und FreigabeprozEDUREN. Das Konsultationsverfahren soll es den Teilnehmern ermöglichen, ihre Anmerkungen zu einem bestimmten Vorgehen oder Dokument zu übermitteln. Das von den ÜNB gewählte Verfahren wird dieser Anforderung vollumfänglich gerecht.</p> <p>Ebenso soll die in einem späteren Schritt durchzuführende Prozessgestaltung den Anforderungen des Artikels 40 Absatz 7 Rechnung tragen und auf „wirksame, effiziente und verhältnismäßige Verfahren für die Durchführung und Verwaltung des Datenaustauschs“ abzielen. In diesem Sinne sollen selbstverständlich vorhandene Datenaustauschprozesse wenn möglich und sinnvoll berücksichtigt werden.</p> <p>Der von den ÜNB aufgeführte Datenumfang orientiert sich allerdings im Wesentlichen am Bedarf für die Prozesse der Systemführung – was auch dazu führen kann, dass heute nicht verfügbare Daten und Informationen künftig generiert werden müssen.</p>

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
2	144			<p>Bitte ergänzen: „... dar. Inwieweit diese zusätzlichen Daten im Rahmen der Umsetzung der SO GL angefordert werden können, muss geklärt werden. Das gleiche gilt auch für Datenanforderungen der VNB, die nicht durch die SO-GL abgedeckt sind. Die VNB weisen an dieser Stelle ausdrücklich darauf hin, dass nach ihrem Verständnis die SO GL nicht ausschließlich den Datenbedarf der ÜNB decken soll, sondern auch zumindest teilweise den Datenbedarf der VNB. Dies ist dadurch berücksichtigt, dass die Adressaten der Daten nach der SO GL nicht nur die ÜNB sondern parallel auch immer die Anschlussnetzbetreiber sind. Die SO GL hat allerdings nicht die betrieblichen Netzsicherheitsmanagementprozesse der VNB im Ganzen im Fokus und differenziert daher nicht nach ÜNB und VNB-Anforderungen. Die VNB benötigen die Daten für ihre betrieblichen Prozesse wie z.B. die Netzzustandsprognose und die Planung und Durchführung von netz- und marktbezogenen Maßnahmen. Ohne diese Daten wird mit zunehmender volatiler Einspeisung in die Verteilernetze und einer Veränderung des Lastverhaltens durch Prosumer und E-Mobility die regionale Netzsicherheit zukünftig nicht mehr zu gewährleisten sein. Die VNB haben für die Verteilernetze einen differenzierteren Datenbedarf als die ÜNB. In Vorgesprächen hatten die VNB den ÜNB z.B. bei den Planungsdaten eine Datenlieferung von den Anlagenbetreibern ab 1 MW installierter Erzeugungslleistung vorgeschlagen. Dabei sollten die Daten aus dem Verteilernetz über die informatorische Kaskade auf Basis einer Vereinbarung zwischen ÜNB und VNB vom Anschlussnetzbetreiber über die vorgelagerten Netzbetreiber an die ÜNB weitergeleitet werden. Die ÜNB sehen dagegen in dem Konsultationsdokument für PV und Wind, die wesentlichen Einspeiser in den Verteilernetzen, gar keine Planungsdatenlieferung im Verteilernetz mit Ausnahme der Meldung von Nichtverfügbarkeiten vor. Damit fehlen den VNB wichtige Informationen für ihre Netzsicherheitsrechnungen. Sollte eine Zurverfügungstellung der aus VNB Sicht notwendigen Daten über die SO GL nicht möglich sein, schlagen die VNB einen zusätzlichen Prozess zur Datenbereitstellung basierend auf der Legitimation des § 12 Absatz 4 EnWG weiter konkretisiert z.B. im Rahmen einer Festlegung der BNetzA vor. Von Seiten des Erzeugungssektors wird betont, dass eine Bereitstellung von Planungsdaten an ÜNB und VNB und damit eine doppelte Datenlieferung für den Datenlieferanten unbedingt zu vermeiden ist. Doppelte Datenlieferungen würden Einsatzverantwortliche zum Aufbau zahlreicher zusätzlicher Schnittstellen zwingen. Falls eine Lieferung von Planungsdaten durch Direktvermarkter angedacht ist, müssen nach jedem Direktvermarkterwechsel neue Schnittstellen zu VNB aufgebaut werden. Dies kann zu Verzögerungen bei der Datenlieferung führen.“</p>	bdeW	<p>Bei der Frage der Definition des Umfanges zu liefernder Daten gehen die ÜNB von einem ganzheitlichen Ansatz aus, der berücksichtigt, dass die Qualität des Netzbetriebes von Verteiler- und Übertragungsnetzen eng zusammenhängt. Es fließen deshalb Anforderungen der VNB bei der Festlegung der zu liefernden Dateninhalte sowohl vom Umfang her, als auch in Bezug auf die Datengranularität mit ein. Eine wesentliche Grundlage für die Erhebung von Echtzeitdaten bildete z. B. der von der AG Topologie innerhalb des BDEW erarbeitete Entwurf zur Erhebung und Weiterleitung von Echtzeitdaten.</p> <p>Aus den oben genannten Gründen hatten die ÜNB vorgesehen auch Planungsdaten aus Wind- und PV-Anlagen zum Bestandteil der Datenanforderungen zu machen. Die Aussagen der DV auf beiden ausgerichteten Workshops, keine validen Planungsdaten für Einheiten/Windparks liefern zu können, da diese nicht vorlägen, haben die ÜNB dazu bewegt zunächst von der Datenanforderung abgesehen. Auch die Gutachter, des von den ÜNB in Auftrag gegebenen Gutachtens (Consentec vom 23.05.2016), widersprachen in etlichen Diskussionen mit den ÜNB der Zweck- und Verhältnismäßigkeit, Planungsdaten aus dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen vom Anlagenbetreiber zu erheben. Danach sollen diese Planungsdaten durch den ÜNB (bzw. Netzbetreiber) in Eigenregie erstellt werden, wenn dem ÜNB Informationen zur Verfügung gestellt werden, sodass er Abweichungen gegenüber der dargebotsabhängigen Einspeisung berücksichtigen kann.</p>

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
3	150			Bitte ergänzen: „... Beobachtungsnetzes. Gleichfalls besteht eine Pflicht zur Erfüllung des VNB-Datenbedarfs durch benachbarte Netzbetreiber bezüglich ihres Beobachtungsnetzes.“	bdew	Die ÜNB sehen einen Informations- und Datenaustausch zwischen horizontal und vertikal verbundenen VNB in ähnlicher Art und Weise als erforderlich an wie zwischen VNB und ÜNB. Bei der Erarbeitung der Datenorganisation wird dieser Umstand berücksichtigt werden.
4	162			Bitte Beschreibung ergänzen: „... integriert. Planungsdatendateien werden für einen bestimmten Vorschauzeitpunkt so gestaltet, dass sie nur einmal übergeben werden und dann gleichzeitig die Anforderungen von SO-GL und GLDPM erfüllen.“	bdew	Die ÜNB stimmen dem Hinweis grundsätzlich zu. Es ist das Ziel der SO GL, die bereits existierenden Planungsdatenaustausche (z.B. GLDPM) zu integrieren und dafür auch nur noch einen einheitlichen Satz an Implementierungsvorschriften zu haben. Wie und in welcher Form die Implementierungsvorschriften dieses berücksichtigen werden, wird in der Prozess- und Formatausgestaltung entschieden werden.
5	214			Die zukünftig noch zu beschreibenden Formate und Datenaustauschprozesse müssen für alle Marktteilnehmer einheitlich gelten.	bdew	Die ÜNB stimmen dem Hinweis prinzipiell zu. Dort wo eine Vereinheitlichung zielführend ist, soll dies durchgesetzt werden. Dies gilt insbesondere für den Austausch von Stamm- und Planungsdaten. Im Bereich der Echtzeitdaten ist eine Vereinheitlichung von Formaten nicht hilfreich, da die genutzten standardisierten Protokolle (z.B. IEC Standard) und Prozesse im Wesentlichen auf bilateralen Abstimmungen beruhen.
6	230			Für Pumpspeicherkraftwerke ist durchweg eine klare Zuordnung erforderlich-Kategorie SEE, SSE, SVE.Sie werden bspw. in Tabelle 5.3.2 unter lfd. Nr. 80, 81 u. 82 als SSE betrachtet; aber auch in Tabelle 5.4.2 unter lfd. Nr. 133 u. 134 als SVE betrachtet.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Ein Pumpspeicherkraftwerk ist immer eine SSE, bei der weiteren Erarbeitung der Datenanforderungen werden die ÜNB diesen Punkt berücksichtigen.
7	230			Für Pumpspeicherkraftwerke ist nicht klar unter welcher Kategorie (SEE, SSE, SVE) sie zu betrachten sind. Sie werden bspw. in Tabelle 5.3.2 unter lfd. Nr. 80f als SSE betrachtet, aber auch in Tabelle 5.4.2 unter lfd. Nr. 133 u. 134 als SVE betrachtet.	bdew	Ein Pumpspeicherkraftwerk ist immer eine SSE, bei der weiteren Erarbeitung der Datenanforderungen werden die ÜNB diesen Punkt berücksichtigen.
8	240			Spezifizierung zum Einsatzverantwortlicher: Kann ein EIV pro Asset oder auch für ein ganzes Portfolio gemeldet werden? Ebenso Klärung der rechtlichen Verantwortlichkeiten.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Mit der gewählten Definition des Einsatzverantwortlichen steht es den jeweiligen Anlagenbetreibern frei, die Einsatzverantwortlichen zu benennen. Die Granularität der Zuordnung muss der Granularität der Datenmeldung des jeweiligen Datentyps entsprechen.
9	240			Mit der Einführung der Rolle des Aggregators ist die Benennung eines einzelnen Verantwortlichen nicht möglich. Die Planungsdaten für die Belieferung einer Verbrauchsstelle werden unabhängig vom Einsatz des Aggregators geplant – und umgekehrt. Es gibt in diesem Sinne auch keinen Einsatzverantwortlichen, da die Verantwortlichkeit hier eben gerade geteilt ist.	Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne)	Die im Rahmen der GLDPM gewählte Definition für den EIV bei Großverbrauchern hat sich in der Praxis bewährt. Da im SO GL Konsultationsdokument keine abweichende Definition gewählt wurde, gehen die ÜNB davon aus, dass der aktuelle Ansatz zielführend ist.

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
10	241			Bitte Beschreibung ergänzen: „... und dem ÜNB und Verteilernetzbetreiber (Anschlussnetzbetreiber) zu benennen, ...“	bdew	Die ÜNB stimmen dem Hinweis prinzipiell zu. Der Prozess der Benennung ist jedoch eine prozessuale Frage und wird nicht im Rahmen des Datenumfanges diskutiert. Dies erfolgt im Rahmen der Prozessausgestaltung gemäß Artikel 40 Abs. 7.
11	265			Anlagen Typ A mit Netzanschlusspunkt unter 110 kV und Maximalkapazität $\geq 0,8$ kW: Anlagen dieser Größenkategorie verfügen ggf nicht über die geforderte Datenbreite.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Die ÜNB halten alle von der jeweiligen Kategorie von SNN geforderten Daten für relevant und notwendig und sehen nicht, warum und welche von den jeweils geforderten Daten nicht verfügbar sein sollten. Von den SNN (SEE) des Typs A werden neben Stammdaten nur Echtzeitdaten und letztere nur bei Notwendigkeit in reduziertem Umfang erhoben.
12	281			Anlagen Typ B mit $S_{Amax} \geq 150$ kVA und $P \geq 135$ kW: Anlagen dieser Größenkategorie verfügen ggf nicht über die geforderte Datenbreite.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	ÜNB halten alle von der jeweiligen Kategorie von SNN geforderten Daten für relevant und notwendig und sehen nicht, warum und welche von den jeweils geforderten Daten nicht verfügbar sein sollten. Von den SNN (SEE) des Typs B werden neben Stammdaten nur Bewegungsdaten in reduziertem Umfang erhoben.
13	294			Soweit eine Einstufung auf den Energieträger abstellt, ist der Hauptenergieträger zugrunde zu legen. Anmerkung: Im Hinblick auf die Inkludierung auch kleiner Anlagen sollte klarer gesagt werden, wie der Hauptbrennstoff definiert ist bzw. wie häufiger zu aktualisieren ist (z.B. Verweis auf das MaStR), da insbesondere kleinere Anlagen z.B. prinzipiell Biomasseanlagen sein können, die alternativ auch mit anderen Brennstoffen betrieben werden können (je nach Verfügbarkeit der Biomasse). Zu häufige Aktualisierungen des Hauptbrennstoffs stellen besonders für kleine Anlagenbetreiber einen hohen Aufwand dar. Als Hauptbrennstoff sollte der Brennstoff angegeben werden, der im letzten Jahr vorrangig eingesetzt wurde.	bdew	Der vorgeschlagene Ansatz findet die Zustimmung der ÜNB. Soweit also ein Hauptenergieträger nicht eindeutig zuzuordnen ist, so soll der im abgelaufenen Kalenderjahr hauptsächlich genutzte Energieträger angegeben werden.
14	301			... EICs mit den möglichen functions {Generation; Generationunit} zu verwenden. Anmerkung: „functions“ könnte im Sinne des übrigen Textes auch übersetzt („Funktionen“) werden	bdew	<u>Um Missverständnisse bei der Beantragung von W-EICs zu vermeiden, verwenden die ÜNB zukünftig die auch vom BDEW genutzten Begrifflichkeiten.</u> <u>Der Satz wird wie folgt geändert: "(...) EICs mit den möglichen EIC Funktionen (im Englischen "functions") {Generation; Generationunit} zu verwenden."</u>

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
15	316			<p>... Netzanschlusspunktes, so kann der ÜNB eine andere Aggregations-ebene vorgeben.</p> <p>Anmerkung: Der Begriff „Aggregationsebene“ führt hier ggf. zu Missverständnissen, welche Anlagen wie und von wem zu aggregieren sind; einfacher wäre – wo möglich - die Einzelerfassung und Aggregation durch den Netzbetreiber in direkten Austausch mit dem Netznutzer.</p>	bdew	<p><u>Der Gegenstand der Anmerkung ist prozessualer Natur und wird im Zusammenhang mit der Festlegung von Prozessen und Formaten geregelt. In jedem Falle streben die ÜNB an, eine in netztopologischer Sicht sinnvolle Aggregation vorzunehmen. Die Datenorganisation zwischen ÜNB und ANB ist Gegenstand des separaten Verfahrens zur Umsetzung des Artikel 40 Absatz 7 SO GL. Bei der Festlegung der angemessenen Granularität sind natürlich die Bedürfnisse des ANB zu berücksichtigen.</u></p>
16	333			<p>Die Bestimmung von Referenzanlagen als Ersatz für eine Vollerfassung ist eine sachgerechte Lösung, um den Aufwand insgesamt gering zu halten. Allerdings sind in diesem Zuge auch Regelungen zu treffen, wer die Kosten für die Erfassung der zusätzlichen Werte zu tragen hat.</p>	Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne)	<p>Regelungen zur Kostentragung für Datenlieferungen aus Referenzanlagen <1 MW sind nicht Bestandteil dieser Konsultation, sie sind noch unter Beachtung des Gleichbehandlungsgrundsatzes zukünftig auszugestalten.</p>
17	388			<p>Bitte ergänzen:</p> <p>Für die Bereitstellung von Lastflussdaten an den Übergabestellen zum vorgelagerten Netz (Planungs- und Echtzeitdaten) werden Informationen aus nachgelagerten Netzen benötigt. Grundsätzlich sind somit alle Netz-betreiber zum Datenaustausch verpflichtet. Zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern sind bilaterale Absprachen notwendig, was genau in welcher Form benötigt wird. Relevante Leistungen im Sinne der SO-GL aus mittelbar angeschlossenen Verteilernetzen sind dem VNB mit direktem HöS-Anschluss in der erforderlichen Qualität gemäß der SO GL zu übermitteln. Wenn ein Netzbetreiber ohne relevante Leistungen im Sinne der SO-GL keine eigenen aggregierten Lastflussdaten bildet, muss der vorgelagerte Netzbetreiber anderweitig (z.B. durch die Übermittlung von Stamm-, Planungsdaten und vorhandenen Messwerten) vom nachgelagerten Netzbetreiber in die Lage versetzt werden, eigene Hochrechnungen/Prognosen für das fremde Netzgebiet durchzuführen.</p> <p>Ferner müssen die VNB mit Direktanschluss ans Übertragungsnetz (VNB 1. Ebene) durch Datenlieferungen vom ÜNB in die Lage versetzt werden, z.B. ihre an den ÜNB zu liefernden Datenmodelle, Aggregationen und Hochrechnungen in der geforderten Qualität den ÜNB zur Verfügung stellen zu können.</p>	bdew	<p>Die ergänzenden Ausführungen und Hinweise beziehen sich auf die noch zu entwickelnde Datenorganisation und weniger auf zu liefernde konkrete Dateninhalte, die Inhalt dieser Konsultation sind. Die Hinweise werden von den ÜNB komplett mitgetragen und bei der Datenorganisation berücksichtigt.</p>
18	409		Zeilen 410-415	<p>Bitte ergänzen: „... Papier“). Sofern ein ÜNB auf die Liste der relevanten Betriebsmittel solche aufnehmen möchte, die ihm nicht gehören, so ist das dem jeweiligen Eigentümer/Betreiber zu begründen und mit ihm abzustimmen“</p>	bdew	<p>Der Vorschlag kann sinnvoll sein, sofern er mit der CSA Methode übereinstimmt. Sollte dieser Vorschlag nicht im Sinne der CSA Methode sein, so sehen die ÜNB keine Grundlage für eine abweichende Lösung.</p>

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
19	463			Bitte ergänzen: „...Auf bisher bereits bestehende Datenaustausche auf dieser Basis wird Bezug genommen. Bisher bereits bestehende Datenaustausche müssen wie unter Kapitel 1 beschrieben integriert werden.“	bdew	Die ÜNB stimmen dem Hinweis grundsätzlich zu. Es ist das Ziel der SO GL, die bereits existierenden Planungsdatenaustausche (z.B. GLDPM) zu integrieren und dafür auch nur noch einen einheitlichen Satz an Implementierungsvorschriften zu haben. Wie und in welcher Form die Implementierungsvorschriften dieses berücksichtigen werden, wird in der Prozess- und Formatausgestaltung entschieden werden.
20	473			Wenn noch keine Online-Anbindung für das Einspeisemanagement zum Netzbetreiber existiert, muss diese extra für diesen Zweck aufgebaut werden. eine zufriedenstellendes Kosten-Nutzen-Verhältnis bei fehlender Schnittstelle ist gleichzeitig vielfach nicht gegeben. Änderungsvorschlag: Falls für EE-Anlagen noch keine Online-Anbindung zwischen ANB und Anlage existiert, die für die Übertragung der geforderten Daten geeignet ist, werden die Echtzeitdaten nur für Parks mit einer Einspeisung von > 10 MW am Netzanschlusspunkt gefordert.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Nach der Freigabe der Dateninhalte wird die Frage der Datenorganisation geklärt. BDEW AG Topologie hat hier schon erste Vorschläge erarbeitet, die hinsichtlich von Echtzeitdaten auf den Schwellenwert von 1 MW abstellen. Grundsätzlich wird die Forderung, nur für Anlagen >10 MW Echtzeitdaten zu übermitteln abgelehnt, da durch die steigende Anzahl von kleineren Erzeugungseinheiten und die Verschiebung der Erzeugung in unterlagerte Netzebenen es notwendig ist, zunehmend kleinere Einheiten online zu erfassen. Der Zubau von Anlagen, die annähernd 10 MW Leistung liefern können, wird aufgrund von Vorgaben durch das EEG weiter zunehmen, was ebenfalls gegen eine Grenze von 10 MW spricht. Die ÜNB gehen davon aus, dass bei dieser Anlagengröße ab 1 MW ausreichende Onlineanbindungen vorhanden sind. Diese Anlagen dürften großteils auch direktvermarktet sein. Einen Standard für die Schnittstelle zwischen Anlagenbetreiber und ANB zur Übertragung der Echtzeitdaten gibt es bereits (IEC-Standard 60870-5). Die konkrete Ausprägung ist mit dem ANB abzustimmen.
21	489			Klärung: "...darüberliegenden..." ist nicht eindeutig spezifiziert. Es könnte sich auf eine Stelle in der Tabelle oder auf die Leistung beziehen. Bitte eindeutig auf Leistung beziehen.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Vielen Dank für den Hinweis. Die ÜNB werden die Passage wie folgt ändern: STREICHE Wenn sich in einer Leistungsklasse ein Eintrag befindet, so müssen diese Daten auch in allen darüberliegenden Leistungsklassen bereitgestellt werden. SETZE Wird ein Datum für eine bestimmte Leistungsklasse gefordert, so müssen auch alle Leistungsklassen mit einer höheren Leistung dieses Datum liefern.

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
22	492			EE-SEE Laufwasser < 10MW: Für Wasserkraftanlagen <10 MW, welche in ihrer Anzahl gering (verglichen zu PV und Wind) und somit nur gering netzbeeinflussend sind, bedeutet der geforderter Datentransfer einen sehr erheblichen Aufwand mit entsprechenden Kosten die beim Anlagebetreiber hängen bleiben. Gleichzeitig wird auch kein Zubau erfolgen, da physikalisch nicht vorhanden. Dies gilt es zu berücksichtigen.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Die ÜNB sehen die Anmerkung bezogen auf die Echtzeitdaten. Denn Stammdaten sind von allen Anlagen $\geq 0,8$ kW erforderlich und Planungsdaten (Fahrpläne und Nichtbeanspruchbarkeiten) sind ab 10 MW zu liefern. Die Erfassung von Echtzeitdaten ab 1 MW resultiert aus der Abstimmung der ÜNB und VNB in der AG Topologie des BDEW. Auch wenn es nur wenige Einheiten sind, sind diese wegen ihrer lokalen Wirkung relevant für den jeweiligen Anschlussnetzbetreiber und ÜNB.
23	492			s.a. Hinweis zu Zeile 144 Hinweis: Falls Planungsdaten für PV und Wind auch im Verteilernetz geliefert werden sollen ist ggf. eine Differenzierung zwischen direktvermarktet und nicht direktvermarktet (dargebotsabhängig) erforderlich.	bdew	Da die Anzahl der EE-SEE und in der Folge auch deren Wirksamkeit weiter steigt und deren Auswirkung im Netz unabhängig von der Vermarktungsform ist, verzichten die ÜNB im Rahmen der SO GL Umsetzung auf die Unterscheidung nach Vermarktungsform bei EE-SEE. Aus derzeitiger Sicht werden für Windkraft- und PV-Anlagen, die nicht am Übertragungsnetz angeschlossen sind, keine Planungsdaten angefordert. Nichtbeanspruchbarkeiten werden jedoch unabhängig von der Vermarktungsform für bestimmte Einheiten eingefordert. Da der Anlagenbetreiber den EIV zu benennen hat, ist es nicht notwendig, dass der ÜNB den Direktvermarkter (DV) direkt adressiert.
24	495	0		Bitte ergänzen: MaStR-Nummer Begründung: Identifikator aus „Nummernkonzept“ des MaStR zusätzlich übernehmen, da ansonsten zwei parallele Prozesse zur Übermittlung der Daten notwendig werden	bdew	Die MaStR-Nummern als zusätzlichen Identifikator aufzunehmen ist kein unmittelbarer Bedarf der ÜNB, welcher sich mit der SO GL begründen ließe. Jedoch sehen die ÜNB auch den Mehrwert dieses Identifikators, bzgl. der Ermöglichung eines Matching von Stammdaten unterschiedlicher Quellen. Die MaStR-Nummer wird daher mit berücksichtigt.
25	495	2		Bitte Beschreibung präzisieren. Hiermit ist die Messlokation an der Übergabestelle gemeint. Hinweis: Für zukünftige Prozesse wird diese Messlokation nicht ausreichen. Hier werden zusätzlich die IDs der Marktlokationen benötigt werden.	bdew	Erst in der Prozessausgestaltung wird entschieden, auf welchem Punkt bzw. Identifikator gemeldet werden muss. Gerne nehmen die ÜNB die Anmerkung mit auf und präzisieren diese Thematik dort weiter.

Deleted: unterhalb der Höchstspannung

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
26	495	9		Bitte Beschreibung präzisieren. Hinweis: Der EEG-Anlagenschlüssel wird für jede TE eines Energieparks vergeben, d.h., jeder Energiepark kann aus n-Anlagenschlüsseln bestehen.	bdew	Der EEG-Anlagenschlüssel wird derzeit zur Identifizierung von EEG-Anlagen verwendet und muss bereits an die ÜNB kommuniziert werden. Ebenso wird der Identifikator aktuell bereits zum Abgleich von Registereinträgen und somit auch zur Qualitätskontrolle genutzt. Zur Identifizierung eines Parks im Sinne der SO GL kann ein EEG-Anlagenschlüssel nicht verwendet werden.
27	502			Bitte ergänzen: „... Auf bisher bereits bestehende Datenaustausche auf dieser Basis wird Bezug genommen. Bisher bereits bestehende Datenaustausche müssen wie unter Kapitel 1 beschrieben integriert werden.“	bdew	Die ÜNB stimmen dem Hinweis grundsätzlich zu. Es ist das Ziel der SO GL die bereits existierenden Planungsdatenaustausche (z.B. GLDPM) zu integrieren und dafür auch nur noch einen einheitlichen Satz an Implementierungsvorschriften zu haben. Wie und in welcher Form die Implementierungsvorschriften dieses berücksichtigen werden, wird in der Prozess- und Formatausgestaltung entschieden werden.
28	504	10		Hinweis: in der ersten Zeile heißt es "relevante Betriebsmittel" -> das dürfen nur die sein, die nach gemeinsamer Abstimmung auf die Liste der relevanten Betriebsmittel gesetzt werden und in der OA liegen -> das Netzäquivalent muss nicht nur den Abschluss für die Rechenbarkeit bilden, sondern kann wie am 13.12.17 von den VNB in der PG-EIN vorgestellt, weitere Informationen enthalten mit den zum Bsp. auch Ausfallvariantenrechnungen möglich sind	bdew	Strukturangaben zu Netzbetriebsmitteln werden mittels CGMES (EQ-Profil) übermittelt. Dort sind die Betriebsmittel abzubilden, die auch in weiteren Profilen abgebildet und für die Netzmodellierung übermittelt werden. Grundsätzlich sollten HS-Netzbetriebsmitteln, die für den ÜNB relevant sind und für Ausfallsimulationen herangezogen werden, im Netzmodell des VNB detailliert abgebildet übermittelt werden. Weitergehende Reduktionen des Netzmodells, die wiederum Zusatzinformationen für eine realistische Ausfallsimulation von für den ÜNB „signifikanter“ VNB-Netzbetriebsmittel erfordern, die nicht im Detail abgebildet werden, sind möglich, werden aber kritisch gesehen, weil dies mit Zusatzaufwand verbunden ist. Die konkrete Vorgehensweise ist in jedem Fall das Ergebnis der bilateralen Absprache zwischen ÜNB und VNB zur Netzmodellierung im Zusammenhang mit der Festlegung der OA bei Anwendung der CSA-Methodik.
29	504	11		Hinweis: für SEE/SSE/SVE werden Informationen zum Anschlusspunkt gefordert -> kann man so machen, geht aber auch einfacher: mit dem von den VNB in der PG-EIN am 13.12.17 vorgestellten Modell können sämtliche Anschlusspunkte topologisch korrekt übermittelt werden	bdew	Die Frage, wie die in der Verteilungsebene angeschlossenen Stromerzeugungs- und Stromverbrauchseinheiten sensitiv den Netzknoten zugeordnet werden können, die die ÜNB im Rahmen der Netzmodellierung „sehen“, ist eine prozessuale Frage und im weiteren Verlauf der Umsetzung der SO GL noch zu klären.

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
30	504	12	13	Bitte Datum 13 streichen und Datum 12 wie folgt ergänzen: Bei Anlagen im Verteilernetz energieträgerscharf aggregiert Begründung: Verantwortungsbereich VNB; NSM-Maßnahmen werden direkt durch den VNB angewiesen	bdew	Bei den eingeforderten Daten Fernsteuerbarkeit und Direktzugriff des ANB auf SEE und SSE handelt es sich um Stammdaten, die hochaufgelöst (also für jede einzelne Anlage) zumindest beim ANB in dieser Detailliertheit vorliegen sollten. Diese Granularität leitet sich aus den Anforderungen der VNB ab und liegt im MaStR auch so vor. Ob und in welcher Detailliertheit diese Daten auch beim ÜNB vorliegen müssen, ist im Rahmen der Datenorganisation zu klären. Eine Weitergabe dieser Informationen in aggregierter Form, bezogen auf Energieträger und Netzknoten der OA des ÜNB durch den VNB erscheint hier erst einmal sinnvoll, ist aber nicht Teil dieser Konsultation und wird in der Prozessausgestaltung betrachtet werden.
31	509			Bitte ergänzen: „...Auf bisher bereits bestehende Datenaustausche auf dieser Basis wird Bezug genommen. Bisher bereits bestehende Datenaustausche müssen wie unter Kapitel 1 beschrieben integriert werden.“	bdew	Die ÜNB stimmen dem Hinweis grundsätzlich zu. Es ist das Ziel der SO GL die bereits existierenden Planungsdatenaustausche (z.B. GLDPM) zu integrieren und dafür auch nur noch einen einheitlichen Satz an Implementierungsvorschriften zu haben. Wie und in welcher Form die Implementierungsvorschriften dieses berücksichtigen werden, wird in der Prozess- und Formatausgestaltung entschieden werden.
32	511	18		Das VNB-Modell kann auch in Abstimmung mit den ÜNB aus anlagenscharfen Listen mit Zuordnung der Sensitivitäten zu HöS-Übergabestellen aufgebaut sein	bdew	Die Vorgehensweise ist eng an die Bestimmung der OA gemäß CSA-Methode gekoppelt. Wenn keine detaillierte Netzmodellbildung notwendig ist (insbesondere bei kleineren „punktuell aufgehängenen“ VNB-Netzen), kann auch eine Liste von Erzeugungsanlagen mit statisch den Netzknoten zugeordneten Sensitivitäten im Einzelfall sinnvoll, zweckmäßig und ausreichend sein. Da eine Netzmodellbildung mittels CGMES gerade in der Beschaffungs- und Einrichtungsphase mit finanziellen und personellen Aufwendungen verbunden ist, wird diese Frage bilateral mit Augenmaß unter Aufwand-/Nutzengesichtspunkten zu klären sein.
33	524	24		Bitte die Beschreibung präzisieren, damit dies nicht missverstanden wird. Die Modelle sollten auch die OA selbst mit abdecken.	bdew	Vielen Dank für den Hinweis. Der Eintrag wird um den folgenden Satz ergänzt: Ein Snapshot soll vor allem die OA und zusätzlich auch das reduzierte Randnetz abdecken.

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
34	530			keine Doppelungen mit dem Marktstammdaten Register!	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Die ÜNB haben nicht vor, Daten mehrfach zu erfassen. Jedoch kann es vorkommen, dass MaStR-Stammdaten nicht in Gänze die ÜNB-Stammdatenforderungen erfüllen. So wird im MaStR die Erzeugungsbzw. Verbrauchsllokation genannt. Diese ist nicht gleichzusetzen mit der in der Marktkommunikation verwendeten Marktlokation. In Fällen wie diesem und wenn die Quantität der vorliegenden Daten nicht ausreicht, wird über eine ggf. zeitlich begrenzte zusätzliche Erfassung nachgedacht werden müssen.
35	530			Doppelte Datenlieferung wird abgelehnt. (Stichwort Marktstammdatenregister)	bdew	Die ÜNB haben nicht vor, Daten mehrfach zu erfassen. Jedoch kann es vorkommen, dass MaStR-Stammdaten nicht in Gänze die ÜNB-Stammdatenforderungen erfüllen. So wird im MaStR die Erzeugungsbzw. Verbrauchsllokation genannt. Diese ist nicht gleichzusetzen mit der in der Marktkommunikation verwendeten Marktlokation. In Fällen wie diesem und wenn die Quantität der vorliegenden Daten nicht ausreicht, wird über eine ggf. zeitlich begrenzte zusätzliche Erfassung nachgedacht werden müssen.
36	533			Bitte folgenden Satz ändern: Alt: In der Ausprägung der Prozesse und Formate nach Artikel 40 Absatz 7 kann jedoch ein abweichender Datenlieferant oder abweichende Datenquellen beschrieben werden Neu: In der Ausprägung der Prozesse und Formate nach Artikel 40 Absatz 7 kann jedoch der ÜNB mit den relevanten VNB einen abweichenden Datenlieferanten oder abweichende Datenquellen vereinbaren. Begründung: Der im Kapitel dargestellte Datenumfang ist für die zukünftigen Herausforderungen notwendig und nachvollziehbar. Der VNB verfügt durch seine Funktion als Anschlussnetzbetreiber bereits über viele der aufgeführten Stammdaten. ÜNB und VNB sollten im Sinne des Artikels 40 (7) SO-GL gemeinsam den Datenaustausch ausgestalten. Um die Anzahl der bilateralen Vereinbarungen zu reduzieren, ist die Erarbeitung einer Mustervereinbarung z.B. durch den BDEW denkbar.	bdew	Die Ausprägung der Prozesse und Formate nach Artikel 40 (7) SO GL ist nicht Gegenstand dieser Konsultation und im Weiteren noch zu entwickeln. Dabei ist für Stammdaten sicherlich in erster Linie das MaStR zu nutzen, sofern möglich. Für eventuell neben dem MaStR zusätzlich zu beschaffende Stammdaten müsste ein Prozess aufgesetzt werden, für den dann auch zu klären wäre, wer wem welche Stammdaten auf welchem Weg und in welchem Format übermittelt. Hierzu sind Gespräche mit den Marktteilnehmern zu führen, also auch mit den VNB.

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
37	539	25	30, 31	Standort / Status Netzreserve / Status Sicherheitsbereitschaft: Abgleich mit Marktstammdatenregister erforderlich!	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Bei dem Datum Standort haben sich die ÜNB gegen die gleichzeitige Verwendung aller drei verschiedenen Koordinatensysteme des MaStR entschieden. Aus einem der Systeme lassen sich die anderen herleiten und umgekehrt. Die im Konsultationsdokument gelisteten Status Netzreserve und Sicherheitsbereitschaft liegen den ÜNB heute bereits vor und werden auch zukünftig im MaStR enthalten sein (je nach Energieträger/Technologie). Der Hinweis wird bei der weiteren Bearbeitung berücksichtigt.
38	539	30		Datenanforderung löschen; Abstimmung erfolgt originär mit dem ÜNB, daher liegt diese Information bereits vor. Detaillierte Erläuterung und Begründung siehe separates Schreiben.	UNIPER SE	Die im Konsultationsdokument gelisteten Status Netzreserve und Sicherheitsbereitschaft liegen den ÜNB heute bereits vor und wird auch zukünftig im MaStR enthalten sein (je nach Energieträger/Technologie). Der Hinweis wird bei der weiteren Bearbeitung berücksichtigt.
39	539	31		Datenanforderung löschen; Abstimmung erfolgt originär mit dem ÜNB, daher liegt diese Information bereits vor. Detaillierte Erläuterung und Begründung siehe separates Schreiben.	UNIPER SE	Die im Konsultationsdokument gelisteten Status Netzreserve und Sicherheitsbereitschaft liegen den ÜNB heute bereits vor und werden auch zukünftig im MaStR enthalten sein (je nach Energieträger/Technologie). Der Hinweis wird bei der weiteren Bearbeitung berücksichtigt.
40	539	34		Datenanforderung löschen, keine Stammdate und führt zu einer Doppelmeldung. Detaillierte Erläuterung und Begründung siehe separates Schreiben.	UNIPER SE	Aus Sicht der ÜNB handelt es sich um ein Stammdatum, welches zumindest im Falle von thermischen Kraftwerken auch im MaStR gefordert wird. Wenn Daten bereits verfügbar sind, werden die ÜNB diese nicht erneut einfordern. Die genaue Datenquelle wird im Rahmen der Umsetzung bestimmt.
41	539	35		„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.“ Anmerkung: Hier sollte eine Zeitvorgabe ergänzt werden, da sonst ggf. die vorübergehende Abschaltung „über Nacht“ als vorläufige Stilllegung verstanden wird. Ggf. Bezug auf MaStR-Definition zu ergänzen.	bdew	Die Definition aus dem MaStR zur vorläufigen Stilllegung von Verbrennungskraftwerken werden die ÜNB übernehmen. Ergänzung der Definition um: "Angabe gemäß der in der Anzeige nach § 13b Abs. 1 Satz 1 EnWG genannten Frist" (mindestens zwölf Monate vorher)
42	539	35		Datenanforderung löschen, keine Stammdate und führt zu einer Doppelmeldung. Detaillierte Erläuterung und Begründung siehe separates Schreiben	UNIPER SE	Entgegen der Meinung des Konsultanten haben sich sowohl die ÜNB, als auch die BNetzA dafür entschieden, dieses Datum als Stammdatum (vorläufige Stilllegung) zu führen.
43	539	36		Datenanforderung löschen, keine Stammdate und führt zu einer Doppelmeldung. Detaillierte Erläuterung und Begründung siehe separates Schreiben.	UNIPER SE	Entgegen der Meinung des Konsultanten haben sich sowohl die ÜNB, als auch die BNetzA dafür entschieden, dieses Datum als Stammdatum (endgültige Stilllegung) zu führen.

Deleted: r

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
44	539	39		Hier sollte, wie auch bei der „Nettoleistung“ (vgl. Lfd. Nr. 37 und 38), angegeben werden, welche Bruttoleistung hier anzugeben ist (Brutto-Nennleistung, installierte Bruttoleistung, ...). Vorschlag wäre Bruttonennleistung. Dies war schon/ist im MaStR ebenfalls unklar.	bdew	Die ÜNB werden diesen Punkt wie vorgeschlagen berücksichtigen. Der Begriff Bruttoleistung wird durch den Begriff Bruttonennleistung ersetzt.
45	539	40		Hier sollte parallel kein neuer GPKE-Prozess aufgebaut werden, zumal eine Datumabfrage angesichts bereits vorhandener Stammdaten nicht notwendig ist.	bdew	Bei dem Bilanzkreis handelt es sich um ein Stammdatums, welches bereits im Stammdatenaustausch der GPKE und MPES ausgetauscht wird. Der ÜNB benötigt dieses Stammdatums in weiteren Prozessen (netzunabhängig; Planungsprozesse). Wie dieses Datum ausgetauscht wird, wird in der Prozessausgestaltung definiert werden.
46	539	43		„Es ist die dauerhaft minimal elektrisch stabil erzeugbare Leistung einer SEE unter Normbedingungen anzugeben. Für Speicher ist die minimal elektrisch stabil erzeugbare Leistung unter Normbedingungen anzugeben.“ Anmerkung: Es wird nicht klar, wie die minimal elektrisch erzeugbare Leistung unter Normbedingungen definiert ist. Diese kann bei einer SSE auch negativ sein oder bei einer Groß-SEE bis hinab zu 20 % der Nennleistung für wenige Minuten gehen. Hier sollte unbedingt die zu betrachtende Haltezeit ergänzt werden und klar gemacht werden, dass es nur um positive Einspeiseleistung geht. Weiterhin ist nicht klar, welche Leistung für die unterschiedlichen möglichen Betriebsweisen von Kombi-kraftwerken anzugeben ist.	bdew	Die ÜNB prüfen, die folgende Definition zu verwenden: Es ist die dauerhaft minimal in das Stromnetz einspeisbare positive Leistung einer Groß-SEE 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.
47	539	48	49	Hinweis: Wenn hier keine Stammdaten gepflegt werden, aufgrund kurzfristiger Einschränkungen, müssen hier Planungsdaten erhoben werden	bdew	Der Hinweis wird aufgenommen. Ob dieser Punkt besser als Stamm- oder Planungsdatum ausgeprägt werden sollte, ist im Rahmen der prozessualen Ausgestaltung zu entscheiden. Evtl. liegen hier auch ein Stammdatums (Einschränkungen bestehen) und zusätzliche Planungsdatenmeldungen (genaue Zeiträume der Nichtbeanspruchbarkeiten) vor.
48	539	52	53, 54	Klarstellung und Eingrenzung des Anwendungsbereichs erforderlich. -An den einzelnen Kraftwerken sind meist Aufenthaltsräume und Küchen mit verbaut. Diese dürfen hier nicht als "Haushalt" gewertet werden. -An den einzelnen Kraftwerken wird Warmwasser meist mit Durchlauferhitzern bereitgestellt. Diese sind hier sicher nicht gemeint. -An Kraftwerkstandorten werden E-Autos betankt. Diese sind hier sicher nicht gemeint (Der Strombedarf kann zwar erfasst werden, allerdings nicht online zur Verfügung gestellt werden) Insgesamt wäre eine Nachrüstung unverhältnismäßig	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Diese Stammdaten sind für EE-Stromerzeugungseinheiten zu liefern. Es handelt sich hierbei um eine [ja/nein]-Angabe. Für die EE-Prozesse sind diese Angaben zunehmend wichtig, damit der ÜNB in die Lage versetzt wird, den zunehmenden Anteil von Eigenverbrauch und folglich atypischen Einspeiseverhalten entsprechend zu berücksichtigen (Abschätzung des Eigenverbrauchspotentials -> residuale Last). Dieses Stammdatums soll zur Identifizierung von dargebotsabhängigen Einspeisezahlwerten dienen, welche durch Eigenverbrauch beeinflusst wurden. Diese Information kann der ÜNB für seine EE-Prozesse und Training der EE-Prozesse verwenden.

Deleted: erzeugbare positive

Deleted: Speicher

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
49	539	52	53, 54, 55, 56	Wer Stammdatums künftig liefern soll bzw. kann, ist unklar. Speicherstand wäre ggf. ebenfalls relevant. Abfrage geht über SO-GL hinaus. Zu prüfen.	bdew	Als Verantwortlicher für die Informationsbereitstellung wurde grundsätzlich der Anlagenbetreiber identifiziert. Detailbetrachtung erfolgt jedoch erst bei der Prozessausgestaltung, mit der zu dem Zeitpunkt stattfindenden weiteren Konsultation. Der Speicherstand wird <u>für SSE</u> ab der Größe von 1 MW als Echtzeitdatum erfasst werden. Anforderungen, die der Systemsicherheit dienen und über die SO GL hinausgehen, werden auf §12 Absatz 4 EnWG gestützt.
50	539	62		Detaillierte Beschreibung erforderlich um Missverständnisse zu vermeiden Erläuterung und Begründung siehe separates Schreiben.	UNIPER SE	Die ÜNB werden die Definitionen und die Datumsbezeichnung des BDEW-Dokumentes „Ergänzende Stammdatenmeldung zum Redispatch-Vermögen im Rahmen der Festlegung BK6-13-200 (Energieinformationsnetz)“ übernehmen.
51	539	63		Detaillierte Beschreibung erforderlich um Missverständnisse zu vermeiden Erläuterung und Begründung siehe separates Schreiben.	UNIPER SE	Die ÜNB werden die Definitionen und die Datumsbezeichnung des BDEW-Dokumentes „Ergänzende Stammdatenmeldung zum Redispatch-Vermögen im Rahmen der Festlegung BK6-13-200 (Energieinformationsnetz)“ übernehmen.
52	539	64	65, 66, 67	Klärungsbedarf: Was ist ein "typischer" Zeitraum? Diese Zeiten korrelieren nicht unbedingt mit Stillstandszeiten und sind Kurvenverläufe, die entweder so beschrieben oder als Spanne "von ... bis" angegeben werden können.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Die ÜNB werden die Definitionen und die Datumsbezeichnung des BDEW-Dokumentes „Ergänzende Stammdatenmeldung zum Redispatch-Vermögen im Rahmen der Festlegung BK6-13-200 (Energieinformationsnetz)“ übernehmen.
53	539	64	65, 66, 67	Anmerkung: Bei Kombikraftwerken sind je nach Betriebsweise unterschiedliche Anfahrtszeiten möglich. Es wird nicht klar, welche Zeiten im Fall von Kombikraftwerken anzugeben sind.	bdew	Für die jeweilige Betriebsweise sind die entsprechenden Größen bilateral abzustimmen und anzugeben.
54	539	64		Klarstellung: Bei den Anfahrzeiten bis zur Synchronisation aus dem kalten und warmen Zustand wird ausschließlich nur zwischen einer Anfahrzeit, die kürzer oder länger als 48h ist, unterschieden.	UNIPER SE	Die ÜNB werden die Definitionen und die Datumsbezeichnung des BDEW-Dokumentes „Ergänzende Stammdatenmeldung zum Redispatch-Vermögen im Rahmen der Festlegung BK6-13-200 (Energieinformationsnetz)“ übernehmen.
55	539	65		Klarstellung: Bei den Anfahrzeiten bis zur Synchronisation aus dem kalten und warmen Zustand wird ausschließlich nur zwischen einer Anfahrzeit, die kürzer oder länger als 48h ist, unterschieden.	UNIPER SE	Die ÜNB werden die Definitionen und die Datumsbezeichnung des BDEW-Dokumentes „Ergänzende Stammdatenmeldung zum Redispatch-Vermögen im Rahmen der Festlegung BK6-13-200 (Energieinformationsnetz)“ übernehmen.
56	539	68	69, 70	Anmerkung: Bei Kombikraftwerken sind je nach Betriebsweise unterschiedliche Abfahrtszeiten und Gradienten möglich. Es wird nicht klar, welche Zeiten/Gradienten im Fall von Kombikraftwerken anzugeben sind.	bdew	Für die jeweilige Betriebsweise sind die entsprechenden Größen bilateral abzustimmen und anzugeben.

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
57	539	71	72	<p>Bitte die Beschreibung präzisieren:</p> <p>z.B. PQ-Diagramm, Längs- oder Schrägregelung, Querregler mit Mittelstellung oder Nullstellung, subtransiente Längsimpedanz bei Generatoren für die Kurzschlussrechnung, Anzahl der Trafostufungen, etc.</p> <p>Begründung: Es ist immer wieder ein Problem bei der Datenmodellierung, dass die Stammdaten mangelhaft sind</p>	bdew	<p>Diese Angaben wurden für den Prozess Artikel 38 der SO GL „Überwachung und Bewertung der dynamischen Stabilität“ mit aufgenommen. Diese Anforderungen sind zwischenzeitlich verworfen worden. Im Rahmen der Netzmodellerstellung können, in Abstimmung mit den entsprechenden VNB, weitere Stammdaten identifiziert und bilateral abgestimmt werden. Ein Austausch erfolgt, falls erforderlich, über den Anschlussnetzbetreiber, ggf. mit einer Weitergabe über die Kaskade im CGMES-Format. Die Definition der Daten erfolgt dann ebenfalls in Abstimmung mit dem Anschlussnetzbetreiber.</p> <p>Aus weiteren Sachverhalten, wie z.B. der Herstellung des Netzanschlusses, der betrieblichen Netzführung, der Notwendigkeit der leittechnischen Abbildung für den Netzwiederaufbau (Network Code on Emergency and Restoration) oder anderen europäischen Regelwerken, können weitere Datenanforderungen resultieren, die nicht im Fokus des vorliegenden Dokuments stehen und welche eine Erweiterung des Datenbedarfes der ÜNB auf Grundlage von Artikel 40 Absatz 5 notwendig machen können.</p>
58	539	71	72, 73, 74	<p>Spezifizierung von Daten zu Generatoren / Transformator- etc erforderlich.Lt Dokument sind Reglerdaten auszutauschen. Es ist völlig unklar, welche hier gemeint sind. So kann man das leider auch nicht in größerem Detail kommentieren.</p>	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	<p>Diese Angaben wurden für den Prozess Artikel 38 der SO GL „Überwachung und Bewertung der dynamischen Stabilität“ mit aufgenommen. Diese Anforderungen sind zwischenzeitlich verworfen worden. Im Rahmen der Netzmodellerstellung können, in Abstimmung mit den entsprechenden VNB, weitere Stammdaten identifiziert und bilateral abgestimmt werden. Ein Austausch erfolgt, falls erforderlich, über den Anschlussnetzbetreiber, ggf. mit einer Weitergabe über die Kaskade im CGMES-Format. Die Definition der Daten erfolgt dann ebenfalls in Abstimmung mit dem Anschlussnetzbetreiber.</p> <p>Aus weiteren Sachverhalten, wie z.B. der Herstellung des Netzanschlusses, der betrieblichen Netzführung, der Notwendigkeit der leittechnischen Abbildung für den Netzwiederaufbau (Network Code on Emergency and Restoration) oder anderen europäischen Regelwerken, können weitere Datenanforderungen resultieren, die nicht im Fokus des vorliegenden Dokuments stehen und welche eine Erweiterung des Datenbedarfes der ÜNB auf Grundlage von Artikel 40 Absatz 5 notwendig machen können.</p>

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
59	539	71		Datenanforderung löschen; Die Erforderlichkeit der Information für einen sicheren Systembetrieb ist nicht erkennbar bzw. das resultierende Problem im Fall das diese Daten nicht vorliegen, kann nicht abgeleitet werden. Detaillierte Erläuterung und Begründung siehe separates Schreiben.	UNIPER SE	Diese Angaben wurden für den Prozess Artikel 38 der SO GL „Überwachung und Bewertung der dynamischen Stabilität“ mit aufgenommen. Diese Anforderungen sind zwischenzeitlich verworfen worden. Im Rahmen der Netzmodellerstellung können, in Abstimmung mit den entsprechenden VNB, weitere Stammdaten identifiziert und bilateral abgestimmt werden. Ein Austausch erfolgt, falls erforderlich, über den Anschlussnetzbetreiber, ggf. mit einer Weitergabe über die Kaskade im CGMES-Format. Die Definition der Daten erfolgt dann ebenfalls in Abstimmung mit dem Anschlussnetzbetreiber. Aus weiteren Sachverhalten, wie z.B. der Herstellung des Netzanschlusses, der betrieblichen Netzführung, der Notwendigkeit der leittechnischen Abbildung für den Netzwiederaufbau (Network Code on Emergency and Restoration) oder anderen europäischen Regelwerken, können weitere Datenanforderungen resultieren, die nicht im Fokus des vorliegenden Dokuments stehen und welche eine Erweiterung des Datenbedarfes der ÜNB auf Grundlage von Artikel 40 Absatz 5 notwendig machen können.
60	539	72		Datenanforderung löschen; Die Erforderlichkeit der Information für einen sicheren Systembetrieb ist nicht erkennbar bzw. das resultierende Problem im Fall das diese Daten nicht vorliegen, kann nicht abgeleitet werden.	UNIPER SE	Diese Angaben wurden für den Prozess Artikel 38 der SO GL „Überwachung und Bewertung der dynamischen Stabilität“ mit aufgenommen. Diese Anforderungen sind zwischenzeitlich verworfen worden. Im Rahmen der Netzmodellerstellung können, in Abstimmung mit den entsprechenden VNB, weitere Stammdaten identifiziert und bilateral abgestimmt werden. Ein Austausch erfolgt, falls erforderlich, über den Anschlussnetzbetreiber, ggf. mit einer Weitergabe über die Kaskade im CGMES-Format. Die Definition der Daten erfolgt dann ebenfalls in Abstimmung mit dem Anschlussnetzbetreiber. Aus weiteren Sachverhalten, wie z.B. der Herstellung des Netzanschlusses, der betrieblichen Netzführung, der Notwendigkeit der leittechnischen Abbildung für den Netzwiederaufbau (Network Code on Emergency and Restoration) oder anderen europäischen Regelwerken, können weitere Datenanforderungen resultieren, die nicht im Fokus des vorliegenden Dokuments stehen und welche eine Erweiterung des Datenbedarfes der ÜNB auf Grundlage von Artikel 40 Absatz 5 notwendig machen können.

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
61	539	73		Datenanforderung löschen; Die Erforderlichkeit der Information für einen sicheren Systembetrieb ist nicht erkennbar bzw. das resultierende Problem im Fall das diese Daten nicht vorliegen, kann nicht abgeleitet werden	UNIPER SE	Diese Angaben wurden für den Prozess Artikel 38 der SO GL „Überwachung und Bewertung der dynamischen Stabilität“ mit aufgenommen. Diese Anforderungen sind zwischenzeitlich verworfen worden. Im Rahmen der Netzmodellerstellung können, in Abstimmung mit den entsprechenden VNB, weitere Stammdaten identifiziert und bilateral abgestimmt werden. Ein Austausch erfolgt, falls erforderlich, über den Anschlussnetzbetreiber, ggf. mit einer Weitergabe über die Kaskade im CGMES-Format. Die Definition der Daten erfolgt dann ebenfalls in Abstimmung mit dem Anschlussnetzbetreiber. Aus weiteren Sachverhalten, wie z.B. der Herstellung des Netzanschlusses, der betrieblichen Netzführung, der Notwendigkeit der leittechnischen Abbildung für den Netzwiederaufbau (Network Code on Emergency and Restoration) oder anderen europäischen Regelwerken, können weitere Datenanforderungen resultieren, die nicht im Fokus des vorliegenden Dokuments stehen und welche eine Erweiterung des Datenbedarfes der ÜNB auf Grundlage von Artikel 40 Absatz 5 notwendig machen können.
62	539	74		Datenanforderung löschen; Die Erforderlichkeit der Information für einen sicheren Systembetrieb ist nicht erkennbar bzw. das resultierende Problem im Fall das diese Daten nicht vorliegen, kann nicht abgeleitet werden.	UNIPER SE	Diese Angaben wurden für den Prozess Artikel 38 der SO GL „Überwachung und Bewertung der dynamischen Stabilität“ mit aufgenommen. Diese Anforderungen sind zwischenzeitlich verworfen worden. Im Rahmen der Netzmodellerstellung können, in Abstimmung mit den entsprechenden VNB, weitere Stammdaten identifiziert und bilateral abgestimmt werden. Ein Austausch erfolgt, falls erforderlich, über den Anschlussnetzbetreiber, ggf. mit einer Weitergabe über die Kaskade im CGMES-Format. Die Definition der Daten erfolgt dann ebenfalls in Abstimmung mit dem Anschlussnetzbetreiber. Aus weiteren Sachverhalten, wie z.B. der Herstellung des Netzanschlusses, der betrieblichen Netzführung, der Notwendigkeit der leittechnischen Abbildung für den Netzwiederaufbau (Network Code on Emergency and Restoration) oder anderen europäischen Regelwerken, können weitere Datenanforderungen resultieren, die nicht im Fokus des vorliegenden Dokuments stehen und welche eine Erweiterung des Datenbedarfes der ÜNB auf Grundlage von Artikel 40 Absatz 5 notwendig machen können.

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
63	548		Zeile 549 bis 559	<p>Änderungsbedarf s.a. Hinweis zu Zeile 144: Die VNB haben für die Verteilernetze einen differenzierteren Datenbedarf als die ÜNB. In Vorgesprächen hatten die VNB den ÜNB z.B. bei den Planungsdaten eine Datenlieferung ab 1 MW installierter Erzeugungslösung vorgeschlagen. Dabei sollten die Daten aus dem Verteilernetz über die informativische Kaskade auf Basis einer Vereinbarung zwischen ÜNB und VNB vom Anschlussnetzbetreiber über die vorgelagerten Netz-betreiber an die ÜNB weitergeleitet werden. Aus Sicht des Datenlieferanten ist eine Lieferung an wenige ÜNB gegen-über einer Lieferung an viele VNB einfacher und mit geringerem Fehlerri-siko umzusetzen.</p>	bdeu	Die ÜNB sehen den Vorschlag für das derzeitige Konsultationsverfahren als nicht relevant an. Dies stellt einen prozessualen Aspekt des Datenaustauschs dar und wird nicht im Rahmen des Datenumfangs diskutiert. Dies erfolgt im Rahmen der Prozessausgestaltung gemäß Artikel 40 Abs. 7.
64	551			<p>Die Bedenken zur Datengranularität und zur Belastbarkeit von Planungsdaten bestehen fort. Dies erstreckt sich auch auf die anderen Anlagentypen, wie z.B. auf große Verbraucher. Es ist in vielen Fällen nicht sinnvoll, die Planung auf Basis von einzelnen technischen Einheiten oder selbst von Netzanschlusspunkten vorzunehmen – es wird derzeit deshalb auch in vielen Fällen nicht praktiziert. Und selbst die Echtzeitdaten werden, je nach Technologie, nicht auf Basis von technischen Einheiten erfasst. Die Datenanforderungen müssen darauf Rücksicht nehmen, da ansonsten ein erheblicher- und im Ergebnis nicht sinnvoller – Aufwand getrieben werden muss, um solche Daten liefern zu können. Zu Bedenken ist hier auch, dass noch immer keine Standards für die Erfassung von Echtzeitdaten bestehen, der Aufwand für die Erfassung damit sehr hoch ist. Die Anforderung von Daten seitens der Netzbetreiber muss jedenfalls mit der Verfügbarkeit der standardisierten Messinfrastruktur synchronisiert werden. Das Messstellenbetriebsgesetz hat dafür einen Zeitplan definiert, der, jedenfalls in Teilen, von dem Konsultationspapier ignoriert wird. Einige Planungs- und Echtzeitdaten müssen über Dienstleister bezogen werden, die hierfür Entgelte erheben und die Weitergabe dieser Daten ist nicht immer möglich, sowohl aus technischen wie auch aus rechtlichen Gründen. Bei der Feststellung der Datenbedarfe dürfen diese Restriktionen nicht, wie vorliegend, ignoriert werden. Häufig werden leichter verfügbare Daten aus anderen Quellen ausreichen, um die Ziele zu erreichen.</p>	Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne)	Die ÜNB können der Argumentation zwar folgen, sehen für die technischen Prozesse allerdings Daten mit einem Bezug auf technische Ressourcen oder Netzanschlusspunkte als unverzichtbar an. Ohne einen physikalischen Bezug auf das Stromnetz wird eine Verknüpfung aller Daten mit den Modellen und Prozessen nicht möglich sein. Grundsätzlich soll sich die in einem späteren Schritt durchzuführende Prozessgestaltung an den Anforderungen des Artikels 40 Absatz 7 orientieren und auf „wirksame, effiziente und verhältnismäßige Verfahren für die Durchführung und Verwaltung des Datenaustauschs“ abzielen. In diesem Sinne sollen selbstverständlich vorhandene Datenaustauschprozesse berücksichtigt werden. Der von den ÜNB aufgeführte Datenumfang orientiert sich allerdings im Wesentlichen am Bedarf für die Prozesse der Systemführung – was auch dazu führen kann, dass heute nicht verfügbare Daten und Informationen künftig generiert werden müssen.

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
65	560	77	78, 79	Erfassung von EEG Anlagen ab 1 MW	bdew	In der Diskussion mit den DV haben sich die ÜNB dafür entschieden, die Planungsdaten (Prod, Prod_min, Prod_max) im ersten Schritt nur für an das Übertragungsnetz angeschlossene Windparks einzufordern. Die DV konnten glaubhaft ihre Bedenken insbesondere bzgl. Aspekten der Datengranularität sowie der damit verbundenen großen Unsicherheiten darlegen. Mit anderen zusätzlichen Informationen sei der ÜNB besser in der Lage diese detaillierte Information zu generieren. Dass der Verteilernetzbetreiber diese Information ebenfalls benötigt steht hier außer Frage.
66	560	77		Einspeisung (PROD): Wie ist der Übertragungszyklus und das Zeitraster der Werte? Wie oft muss der Wert aktualisiert werden?	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Der Übertragungszyklus und das Zeitraster der Werte ist prinzipiell eine prozessuale Frage, die im Rahmen der Prozessausgestaltung gemäß Artikel 40 Abs. 7 beantwortet werden wird. Hinsichtlich beider Aspekte erscheint eine Anlehnung an die heutige Praxis sinnvoll. Derzeit erfolgt eine Aktualisierung der Informationen bei einer Änderung von mindestens 10 MW oder mindestens 10% vom gemeldeten Wert.
67	560	77		Einspeisung (PROD): Wie ist der Übertragungszyklus und das Zeitraster der Werte? Wie oft muss der Wert aktualisiert werden?	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Der Übertragungszyklus und das Zeitraster der Werte ist prinzipiell eine prozessuale Frage, die im Rahmen der Prozessausgestaltung gemäß Artikel 40 Abs. 7 beantwortet werden wird. Hinsichtlich beider Aspekte erscheint eine Anlehnung an die heutige Praxis sinnvoll. Derzeit erfolgt eine Aktualisierung der Informationen bei einer Änderung von mindestens 10 MW oder mindestens 10% vom gemeldeten Wert.
68	560	78		minimale Einspeisung (PROD_min): Wie ist der Übertragungszyklus und das Zeitraster der Werte? Wie oft muss der Wert aktualisiert werden?	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Der Übertragungszyklus und das Zeitraster der Werte ist prinzipiell eine prozessuale Frage, die im Rahmen der Prozessausgestaltung gemäß Artikel 40 Abs. 7 beantwortet werden wird. Hinsichtlich beider Aspekte erscheint eine Anlehnung an die heutige Praxis sinnvoll. Derzeit erfolgt eine Aktualisierung der Informationen bei einer Änderung von mindestens 10 MW oder mindestens 10% vom gemeldeten Wert.
69	560	78		minimale Einspeisung (PROD_min): Wie ist der Übertragungszyklus und das Zeitraster der Werte? Wie oft muss der Wert aktualisiert werden?	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Der Übertragungszyklus und das Zeitraster der Werte ist prinzipiell eine prozessuale Frage, die im Rahmen der Prozessausgestaltung gemäß Artikel 40 Abs. 7 beantwortet werden wird. Hinsichtlich beider Aspekte erscheint eine Anlehnung an die heutige Praxis sinnvoll. Derzeit erfolgt eine Aktualisierung der Informationen bei einer Änderung von mindestens 10 MW oder mindestens 10% vom gemeldeten Wert.

Deleted: Offshore-Windparks und die direkt an die Höchstspannung

Deleted: n

Deleted: Onshore-

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
70	560	79		maximale Einspeisung (PROD_max): Wie ist der Übertragungszyklus und das Zeitraster der Werte? Wie oft muss der Wert aktualisiert werden?	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Der Übertragungszyklus und das Zeitraster der Werte ist prinzipiell eine prozessuale Frage, die im Rahmen der Prozessausgestaltung gemäß Artikel 40 Abs. 7 beantwortet werden wird. Hinsichtlich beider Aspekte erscheint eine Anlehnung an die heutige Praxis sinnvoll. Derzeit erfolgt eine Aktualisierung der Informationen bei einer Änderung von mindestens 10 MW oder mindestens 10% vom gemeldeten Wert.
71	560	79		maximale Einspeisung (PROD_max): Wie ist der Übertragungszyklus und das Zeitraster der Werte? Wie oft muss der Wert aktualisiert werden?	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Der Übertragungszyklus und das Zeitraster der Werte ist prinzipiell eine prozessuale Frage, die im Rahmen der Prozessausgestaltung gemäß Artikel 40 Abs. 7 beantwortet werden wird. Hinsichtlich beider Aspekte erscheint eine Anlehnung an die heutige Praxis sinnvoll. Derzeit erfolgt eine Aktualisierung der Informationen bei einer Änderung von mindestens 10 MW oder mindestens 10% vom gemeldeten Wert.
72	560	93		Abgrenzung zur PROD_max (Zeile 79) erforderlich: Laut Definiton ist PROD_max die beanspruchbare elektrische Leistung als Differenz aus Nettonennleistung und nicht beanspruchbarer Leistung. Somit ist eine Nichtbeanspruchbarkeit schon im PROD_max impliziert. Hier liegt unseres Erachtens eine doppelte Datenabfrage vor. Der Datenpunkt geplante Nichtbeanspruchbarkeit sollte daher entfallen, da die Übertragung der PROD_max für die Berechnung der Netzstabilität ausreichend ist.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Es handelt sich hier nicht um eine Doppelabfrage, da sich die Meldung der Nichtbeanspruchbarkeiten auf einen längeren Zeitraum in der Zukunft bezieht (bis zu zwei Jahre). Für diesen Zeitraum liegen keine Planungsdaten (Viertelstunden-Zeitreihen) vor. Bei einer Meldung für den Zeitraum bis D+2 liegen die Informationen über die Beanspruchbarkeit in beiden Meldungen vor. Dies ist allerdings aufgrund des unterschiedlichen Charakters der beiden Meldungen nicht als Doppelmeldung zu interpretieren. Im Übrigen sollen Planungsdaten bis auf Weiteres nur für einen geringen Anteil der Anlagen erhoben werden.
73	560	93		Abgrenzung zur PROD_max (Zeile 79) erforderlich: Laut Definiton ist PROD_max die beanspruchbare elektrische Leistung als Differenz aus Nettonennleistung und nicht beanspruchbarer Leistung. Somit ist eine Nichtbeanspruchbarkeit schon im PROD_max impliziert. Hier liegt unseres Erachtens eine doppelte Datenabfrage vor. Der Datenpunkt geplante Nichtbeanspruchbarkeit sollte daher entfallen, da die Übertragung der PROD_max für die Berechnung der Netzstabilität ausreichend ist.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Es handelt sich hier nicht um eine Doppelabfrage, da sich die Meldung der Nichtbeanspruchbarkeiten auf einen längeren Zeitraum in der Zukunft bezieht (bis zu zwei Jahre). Für diesen Zeitraum liegen keine Planungsdaten (Viertelstunden-Zeitreihen) vor. Bei einer Meldung für den Zeitraum bis D+2 liegen die Informationen über die Beanspruchbarkeit in beiden Meldungen vor. Dies ist allerdings aufgrund des unterschiedlichen Charakters der beiden Meldungen nicht als Doppelmeldung zu interpretieren. Im Übrigen sollen Planungsdaten bis auf Weiteres nur für einen geringen Anteil der Anlagen erhoben werden.

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
74	560	93		Die Info ist bereits in Prod_max beinhaltet -> Doppelmeldung?	bdew	Es handelt sich hier nicht um eine Doppelabfrage, da sich die Meldung der Nichtbeanspruchbarkeiten auf einen längeren Zeitraum in der Zukunft bezieht (bis zu zwei Jahre). Für diesen Zeitraum liegen keine Planungsdaten (Viertelstunden-Zeitreihen) vor. Bei einer Meldung für den Zeitraum bis D+2 liegen die Informationen über die Beanspruchbarkeit in beiden Meldungen vor. Dies ist allerdings aufgrund des unterschiedlichen Charakters der beiden Meldungen nicht als Doppelmeldung zu interpretieren. Im Übrigen sollen Planungsdaten bis auf Weiteres nur für einen geringen Anteil der Anlagen erhoben werden.
75	560	93		Anmerkung der Anlagenbetreiber: Falls hier die Meldung der Nichtbeanspruchbarkeit analog KWEP-Prozess gemeint ist, bedeutet diese für kleine Anlagen ab 1 MW einen erheblichen Zusatzaufwand, dessen Nutzen nicht absehbar ist. Nichtbeanspruchbarkeiten für kleine Anlagen werden häufig erst wenige Tage vor ihrem Auftreten gemeldet, so dass ein zusätzlicher Prozess für Nichtbeanspruchbarkeiten keine nennenswerten Vorteile bringt.	bdew	Nichtbeanspruchbarkeiten im Kurzzeitbereich sind durchaus nützlich; die ÜNB nehmen erfreut zur Kenntnis, dass diese Informationen bereits mehrere Tage im Voraus verfügbar sind. ▼
76	560	94		Die Info ist bereits in Prod_max beinhaltet -> Doppelmeldung?	bdew	Es handelt sich hier nicht um eine Doppelabfrage, da sich die Meldung der Nichtbeanspruchbarkeiten auf einen längeren Zeitraum in der Zukunft bezieht (bis zu zwei Jahre). Für diesen Zeitraum liegen keine Planungsdaten (Viertelstunden-Zeitreihen) vor. Bei einer Meldung für den Zeitraum bis D+2 liegen die Informationen über die Beanspruchbarkeit in beiden Meldungen vor. Dies ist allerdings aufgrund des unterschiedlichen Charakters der beiden Meldungen nicht als Doppelmeldung zu interpretieren. Im Übrigen sollen Planungsdaten bis auf Weiteres nur für einen geringen Anteil der Anlagen erhoben werden.

Deleted: Der Sachverhalt wird in einem Foliensatz zur Begründung der Schwellenwerte am Workshop am 21. März näher erläutert.

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
77	560	95		Datenanforderung löschen, Die Lieferung einer validen Information ist nicht möglich. Detaillierte Erläuterung und Begründung siehe separates Schreiben.	UNIPER SE	<p>Marktbasierte Abregelungen sind dem ÜNB heute nur über bilanzkreisscharfe Gesamtdaten indirekt resp. zu diesem Zeitpunkt überhaupt nicht bekannt. Einen Bezug dieser Information zur tatsächlichen Einspeisesituation gibt es heute nicht. Dementsprechend waren die ÜNB in der Vergangenheit mit Situationen konfrontiert, in denen ohne Vorwarnung signifikante Leistungen insbesondere aus Offshore-Windparks eingesenkt wurden. Diese plötzlichen Einsenkungen führen zu unvorhergesehenen Lastflusssituationen mit teils gravierenden negativen Auswirkungen auf den Systembetrieb. Vor diesem Hintergrund sind Vorabinformationen über marktbasierter Abregelungen sehr wichtig, um die Systemsicherheit zu gewährleisten.</p> <p>Die ÜNB können das Argument des volatilen Strommarktes als Treiber von Planungsungenauigkeiten nachvollziehen. Eine ähnliche Situation liegt heute im Bereich von Pumpspeicherkraftwerken allerdings bereits vor, da hier auch eine kurzfristige Vermarktung erfolgt, bei der auch hohe Unsicherheiten am Vortag vorliegen.</p> <p>In Anbetracht der teils signifikanten Rückwirkungen auf das Stromnetz sehen die ÜNB diese Information als unverzichtbar und als umsetzbar an. Die ÜNB setzen dieses als ersten Schritt bei <u>an das Übertragungsnetz</u>, angeschlossenen Windparks um.</p>

Deleted: Offshore-Windparks und direkt an der HöS

Deleted: Onshore-

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
78	560	95		Marktbasierte Abregelung (ABR): nur EE-SEE mit direktem Anschluss am Höchstspannungsnetz, wichtig auch für VNB im Hochspannungsnetz vor allem bei Anlagen > 1 MW.	bdew	Die prinzipielle Forderung nach marktbasierter Abregelungen von Anlagen mit einer Leistung von mindestens 1 MW können die ÜNB nachvollziehen. Die ÜNB hatten im Rahmen des Projekts zunächst erwogen, die direktvermarkteten EE-SEE vollständig in den Planungsdatenaustausch einzubeziehen; von diesen also nicht nur Nichtbeanspruchbarkeiten, sondern auch vortägige Meldungen der geplanten marktbasierter Abregelung anzufordern. Im Verlauf der Diskussionen mit den betreffenden Marktparteien wurden zu diesem Vorgehen Bedenken geäußert. Diese umfassten insbesondere Aspekte der Datengranularität sowie der großen Unsicherheiten. Auch die Gutachter, des von den ÜNB in Auftrag gegebenen Gutachtens (Consentec vom 23.05.2016), widersprachen in etlichen Diskussionen mit den ÜNB der Zweck- und Verhältnismäßigkeit, Planungsdaten aus dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen vom Anlagenbetreiber zu erheben. Es gibt allerdings EE-Anlagen, bei denen es aufgrund der hohen installierten Leistung unabdingbar ist, weitere Informationen zu erhalten. Hierbei haben die ÜNB insbesondere die <u>an das Übertragungsnetz angeschlossenen</u> Windparks im Fokus. Da die entsprechenden Unternehmen zudem professionell aufgestellt sind und bereits heute in Teilen den KWEP-Prozess mit den ÜNB durchführen, sehen die ÜNB keine relevanten technischen Hürden. Die hierbei gesammelten Erfahrungen können zu gegebener Zeit dazu dienen, auch einen Planungsdatenaustausch mit Anlagen in niedrigeren Spannungsebenen umzusetzen. Im Ergebnis bitten die ÜNB um Verständnis dafür, dass kleinere Anlagen zunächst nicht im Fokus des Planungsdatenaustauschs stehen.
79	560	96		Abgrenzung zu PROD_max (Zeile 79) unklar. Laut Definition ist PROD_max die beanspruchbare elektrische Leistung als Differenz aus Nettonennleistung und nicht beanspruchbarer Leistung. Dieser Maximalwert wird durch anlagen- oder betriebsmittelbedingte Parameter (z.B. Wartungsmaßnahmen) begrenzt. PROD_verf wird als technisch verfügbare Leistung einer dargebotsabhängigen SEE definiert. PROD_verf ist die installierte Leistung abzüglich der in Wartung/Revision befindlichen Leistung. Wenn man davon ausgeht, dass Nettonennleistung = installierte Leistung ist, ist auch bei EE-SEE PROD_max = PROD_verf. Hier liegt eine doppelte Datenabfrage vor. Der Datenpunkt PROD_verf sollte entfallen.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Bei einer konventionellen Anlage ist das Dargebot in der Regel insoweit vorhanden, als dass die Maximalleistung der Anlage nicht eingeschränkt wird. So kann bei diesen Anlagen die technisch verfügbare Leistung auch stets erbracht werden. Ist der eingesetzte Energieträger nicht ausreichend vorhanden, so kann mehr Leistung technisch verfügbar sein, als erbracht werden. Da dies bei EE-SEE in der Regel der Fall ist, wird zwischen der technisch verfügbaren Leistung PROD_verf und der maximalen Leistung PROD_max unterschieden. Die Definition von PROD_max wird noch einmal auf ihre Anwendbarkeit auf EE-Anlagen überprüft. Diese Meldung stellt bei EE-SEE somit keine Doppelmeldung dar. Für konventionelle Anlagen ist diese Meldung nicht erforderlich.

Deleted: mit direktem Anschluss an das Höchstspannungsnetz

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
80	560	96		Abgrenzung zu PROD_max (Zeile 79) unklar. Laut Definition ist PROD_max die beanspruchbare elektrische Leistung als Differenz aus Nettonennleistung und nicht beanspruchbarer Leistung. Dieser Maximalwert wird durch anlagen- oder betriebsmittelbedingte Parameter (z.B. Wartungsmaßnahmen) begrenzt. PROD_verf wird als technisch verfügbare Leistung einer dargebotsabhängigen SEE definiert. PROD_verf ist die installierte Leistung abzüglich der in Wartung/Revision befindlichen Leistung. Wenn man davon ausgeht, dass Nettonennleistung = installierte Leistung ist, ist auch bei EE-SEE PROD_max = PROD_verf. Hier liegt eine doppelte Datenabfrage vor. Der Datenpunkt PROD_verf sollte entfallen.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Bei einer konventionellen Anlage ist das Dargebot in der Regel insoweit vorhanden, als dass die Maximalleistung der Anlage nicht eingeschränkt wird. So kann bei diesen Anlagen die technisch verfügbare Leistung auch stets erbracht werden. Ist der eingesetzte Energieträger nicht ausreichend vorhanden, so kann mehr Leistung technisch verfügbar sein, als erbracht werden. Da dies bei EE-SEE in der Regel der Fall ist, wird zwischen der technisch verfügbaren Leistung PROD_verf und der maximalen Leistung PROD_max unterschieden. Die Definition von PROD_max wird noch einmal auf ihre Anwendbarkeit auf EE-Anlagen überprüft. Diese Meldung stellt bei EE-SEE somit keine Doppelmeldung dar. Für konventionelle Anlagen ist diese Meldung nicht erforderlich.
81	560	96		Abgrenzung zu Prod_max nicht klar. Doppelmeldungen sind zu vermeiden.	bdew	Bei einer konventionellen Anlage ist das Dargebot in der Regel insoweit vorhanden, als dass die Maximalleistung der Anlage nicht eingeschränkt wird. So kann bei diesen Anlagen die technisch verfügbare Leistung auch stets erbracht werden. Ist der eingesetzte Energieträger nicht ausreichend vorhanden, so kann mehr Leistung technisch verfügbar sein, als erbracht werden. Da dies bei EE-SEE in der Regel der Fall ist, wird zwischen der technisch verfügbaren Leistung PROD_verf und der maximalen Leistung PROD_max unterschieden. Die Definition von PROD_max wird noch einmal auf ihre Anwendbarkeit auf EE-Anlagen überprüft. Diese Meldung stellt bei EE-SEE somit keine Doppelmeldung dar. Für konventionelle Anlagen ist diese Meldung nicht erforderlich.

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
82	560	97		Datenanforderung löschen; Die Information stammt originär vom ÜNB und liegt folglich bereits vor. Detaillierte Erläuterung und Begründung siehe separates Schreiben	UNIPER SE	Die Planungsdaten werden sowohl bei der Änderung der Planung aufgrund von eigenen Interessen als auch aufgrund von Redispatch aktualisiert. Nachdem Redispatch vereinbart worden ist, lässt sich anhand der Planungsdaten nicht eindeutig bestimmen, ob die Planungsänderung aufgrund von Redispatch, im Eigeninteresse des EIV erfolgt ist oder ob der Redispatch möglicherweise in der nächsten Aktualisierung enthalten sein wird. In automatisierten Prozessen oder bei Anweisungen, die in Summe mehrere Anlagen betreffen, kann dies zu Fehlern führen. Prüfalgorithmen können hier nur bedingt Abhilfe schaffen. Eine eindeutige Zuordnung ist nicht möglich. Weiterhin sind in manchen Redispatch-Prozessen mehrere Anlagen in Summe betroffen. Hier würde ein Prüfalgorithmus zu noch schlechteren Ergebnissen kommen. Aus diesen Gründen stellt die Erweiterung einer ohnehin zu leistenden vorhandenen Datenmeldung um eine zusätzliche Datenreihe bezüglich Aufwand und erreichter Qualität die bessere Alternative im Gegensatz zu nicht abschließend korrigierenden Prüfalgorithmen dar.
83	560	98		Datenanforderung löschen; Die Information stammt originär vom ÜNB und liegt folglich bereits vor. Detaillierte Erläuterung und Begründung siehe separates Schreiben.	UNIPER SE	Die Planungsdaten werden sowohl bei der Änderung der Planung aufgrund von eigenen Interessen als auch aufgrund von Redispatch aktualisiert. Nachdem Redispatch vereinbart worden ist, lässt sich anhand der Planungsdaten nicht eindeutig bestimmen, ob die Planungsänderung aufgrund von Redispatch, im Eigeninteresse des EIV erfolgt ist oder ob der Redispatch möglicherweise in der nächsten Aktualisierung enthalten sein wird. In automatisierten Prozessen oder bei Anweisungen, die in Summe mehrere Anlagen betreffen, kann dies zu Fehlern führen. Prüfalgorithmen können hier nur bedingt Abhilfe schaffen. Eine eindeutige Zuordnung ist nicht möglich. Weiterhin sind in manchen Redispatch-Prozessen mehrere Anlagen in Summe betroffen. Hier würde ein Prüfalgorithmus zu noch schlechteren Ergebnissen kommen. Aus diesen Gründen stellt die Erweiterung einer ohnehin zu leistenden vorhandenen Datenmeldung um eine zusätzliche Datenreihe bezüglich Aufwand und erreichter Qualität die bessere Alternative im Gegensatz zu nicht abschließend korrigierenden Prüfalgorithmen dar.

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
84	562			Allgemeines: Der Datentransfer erfolgt hier größtenteils über die Schnittstellen des VNB an der Anlage (Einspeisemanagement). Diese Schnittstelle ist bis heute nicht normiert, was eine große Varianz an Schnittstellen zur Folge hat, welche je nach VNB und dessen TAB variieren. Hier sollte zwingend eine technische Normierung der Schnittstelle voran gehen, bevor diese neue Datenpunkte hinzugefügt werden. Je nach Schnittstellendesign können neue Datenpunkte nur durch Austausch der Schnittstelle bereit gestellt werden. Bestandsanlagen sollten daher von der Bereitstellung neuer Datenpunkte ausgenommen werden.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Nach der Freigabe der Dateninhalte wird die Frage der Datenorganisation geklärt. Die BDEW AG Topologie hat hier schon erste Vorschläge. IEC-Standard 60870-5 sollte gesetzt sein. Eine entsprechende Nachrüstung bei Bestandsanlagen ist vorzusehen, da Bestandsanlagen in ihrer Masse signifikant auf die Betriebsführung wirken. Eine entsprechende informationstechnische Einbindung dieser Anlagen ist essentiell für eine erfolgreiche Intergration der erneuerbaren Energien in die Stromversorgung. Siehe auch ID 20
85	564			Bitte folgende Sätze ändern: Alt: Die Datenerfassung erfolgt in der Regel durch den Anschlussnetzbetreiber. Es bietet sich an, die hier beschriebenen Daten von Erzeugern, Speichern oder Großverbrauchern, die in den Spannungsebenen der Verteilernetze angeschlossen sind und erfasst werden sollen, über die informatorische Kaskade, z.B. über Leitstellenkopplungen, in Abstimmung mit den VNB an die ÜNB weiterzuleiten. Neu: „Bei der Datenerfassung ist der Anlagenbetreiber der Datenlieferant. Es bietet sich an, die hier beschriebenen Daten von Erzeugern, Speichern oder Großverbrauchern, die in den Spannungsebenen der Verteilernetze angeschlossen sind und erfasst werden sollen, über die informatorische Kaskade, z.B. über Leitstellenkopplungen, auf Basis einer Vereinbarung zwischen ÜNB und VNB vom Anschlussnetzbetreiber über die vorgelagerten Netzbetreiber an die ÜNB weiterzuleiten.“	bdeW	Der Hinweis zum aufzubauenden Prozess ist für die derzeitige Konsultation nicht relevant, er trifft aber auf die volle Zustimmung der ÜNB, was den nachfolgend noch aufzubauenden Prozess zum Echtzeitdatenaustausch betrifft. Damit zusammenhängend ist auch die Frage zu klären, in welcher Form dafür Vereinbarungen zwischen ÜNB und VNB abzuschließen sind.
86	567	99	100, 104, 105	Bitte ergänzen: richtungsselektiv Begründung: Die Wirkleistung und Blindleistung müssen richtungsselektiv übertragen werden (siehe auch UAG- Topologie-Papier 5.2, Seite 10/11) Anmerkung der Anlagenbetreiber zu 104,105: Diese Werte liegen bei einem Großteil der Anlagen nicht vor. Dieses Signal ist ohne eine Nach-rüstung durch die Hersteller nicht darstellbar. Kosten bei Anlagen kleinerer Leistung unverhältnismäßig groß. Zudem fehlt eine genaue Definiti-on/Formel für diesen Wert und eine Anforderung an die Genauigkeit. Nachrüstkosten unverhältnismäßig!	bdeW	Wirk- und Blindleistung werden immer richtungsselektiv übermittelt, das wird im Zuge der Datenorganisation noch präzisiert. Bei der Ausgestaltung der Datenaustauschprozesse sowie im Lichte der zu sammelnden Betriebserfahrungen ist zu entscheiden, ob und inwiefern Echtzeitdaten der verfügbaren Leistung erhoben werden müssen. Bei qualitativ sehr guten Planungsdaten kann man ggf. auf die verfügbare Wirkleistung in Echtzeit verzichten. Allerdings sind Echtzeitdaten in den derzeitigen Leitsystemen besser zu verarbeiten. Verfügbare Blindleistung: Die Praxis der VNB zeigt, dass die verfügbare Blindleistung oft von den in den Stammdaten übermittelten Grenzen abweicht. Es kommt zu signifikanten Abweichungen mit signifikanten Auswirkungen auf die Netzführung bzgl. der Spannungshaltung.

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
87	567	101		Eine genaue Definition der Statusmeldung fehlt. Statusmeldung über die Einbeziehung der Einheit in eine laufende Netzsicherheitsmaßnahme wird aktuell meistens nicht realisiert; für die Umsetzung müssen (zu unverhältnismäßigen hohen Kosten) Umbaumaßnahmen an der Übertragungs- und Leittechnik durchgeführt werden. Bei Altanlagen im EE-Bereich können diese Meldungen oftmals ohne Anpassung der Schnittstelle und des Parkrechners nicht übertragen werden.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Die ÜNB fordern eine aktive Rückmeldung, dass die laufende Netzsicherheitsmaßnahme umgesetzt ist. Den Mehraufwand halten die ÜNB und VNB für gerechtfertigt im Sinne einer technisch gängigen und sicheren Netzbetriebsführung. Das Versenden von Signalen ohne eine aktive Rückkopplung (z. B. per Rundsteuersignal) ist kein zukunftsfähiger Stand der Technik.
88	567	101		Bitte präzisieren: Statusmeldung über die Umsetzung der Anforderung (siehe auch UAG- Topologie-Papier 5.3, Seite 12)	bdew	Änderung der Lfd. Nr 101 (Datum / Information) gemäß Vorschlag/Hinweis: „Statusmeldung über die Umsetzung der laufenden Netzsicherheitsmaßnahme durch die Erzeugungs-/Speichereinheit“
89	567	102		Eine Leistungsschalterstellung am Netzanschlusspunkt ist nicht bei allen Anlagen vorhanden. Kosten-Nutzen Aspekt muss berücksichtigt werden.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Aus Sicht der ÜNB reicht die Übermittlung der Stellung des Leistungsschalters eines Anlagenparks am Netzverknüpfungspunkt mit dem öffentlichen Netz aus.
90	567	102		Eine Leistungsschalterstellung am Netzanschlusspunkt ist nicht bei allen Anlagen vorhanden. Kosten-Nutzen Aspekt muss berücksichtigt werden.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	s. ID 89
91	567	102		Leistungsschalterstellung ist nicht nimmer vorhanden. Hierzu müssten für alle Einheiten eine Datenanbindung der Übergabestationen erfolgen. Dies ist nicht durchgängig gegeben. Zudem sollte unseres Erachtens nach der VNB den Zustand des Leistungsschalter netzseitig kennen. Hier ist eine Einbindung der Stellungsmeldung des Leistungsschalters in der Übergabestation an die Schaltanlagenautomatisierung des VNB sinnvoller, statt dieses Signal über eine Schnittstelle an der Anlage zu übertragen. Echtzeitdaten sollten nur für Anlagen zu liefern sein, die schon an den ANB angebunden sind.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	s. ID 89
92	567	103		EE allg: Diese Werte können nur vom Parkrechner vor Ort exakt gebildet werden, liegen aber bei einem Großteil der Anlagen nicht vor. Dieses Signal ist ohne eine Nachrüstung durch die Hersteller nicht darstellbar. Kosten bei Anlagen kleinerer Leistung unverhältnismäßig groß. Zudem fehlt eine genaue Definition/Formel für diesen Wert und eine Anforderung an die Genauigkeit. Diese Leistung steht bei Wasserkraftwerken nicht online zur Verfügung, da der Volumenstrom nicht erfasst wird. Vor allem an Kleinwasserkraftwerken fehlen Eingangsdaten, wie z.B. Abflusspegeln der Behörden. Nur an wenigen großen Anlagen darstellbar. Nachrüstkosten sind u.E. unverhältnismäßig hoch.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Die Dargebotsleistung wird vorrangig für WK- und PV-Anlagen benötigt, andere ET sind davon nur im Ausnahmefall betroffen, letztere müssen noch einer Klärung im Rahmen der prozessualen Umsetzung zugeführt werden. Bei WK- und PV-Anlagen müsste ggf. eine Nachrüstung erfolgen. Eine Definition zur Ermittlung der Dargebotsleistung im Falle einer Abregelung muss über die Messung der spezifischen meteorologischen Parameter vor Ort erfolgen, aus denen die Darbotsleistung auf Grundlage der verfügbaren Leistung errechnet wird. Die Dargebotsleistung ist insbesondere in Situationen, in denen es zu einer Abregelung kommt, für den Netzbetreiber sehr wichtig.

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
93	567	103		<p>Anmerkung: Die Beschreibung impliziert, dass es „nur“ um Windenergieanlagen geht. Passende Objekte wären aber z.B. auch Laufwasserkraftwerke.</p> <p>Allerdings steht diese Leistung bei Wasserkraftwerken nicht online zur Verfügung, da der Volumenstrom nicht erfasst wird! Vor allem an Kleinwasserkraftwerken fehlen Eingangsdaten, wie z.B. Abflusspegeln der Behörden! Nur an wenigen großen Anlagen darstellbar! Nachrüstkosten wären unverhältnismäßig!</p> <p>Diese Werte liegen grundsätzlich bei einem Großteil der Anlagen nicht vor und sind ohne eine Nachrüstung durch die Hersteller nicht darstellbar. Die Kosten bei Anlagen kleinerer Leistung wären unverhältnismäßig groß. Zudem fehlt eine genaue Definition/Formel für diesen Wert und eine Anforderung an die Genauigkeit.</p>	bdeW	s. ID 92
94	567	104		<p>EE allg: Diese Werte können nur vom Parkrechner vor Ort exakt gebildet werden, liegen aber bei einem Großteil der Anlagen nicht vor. Dieses Signal ist ohne eine Nachrüstung durch die Hersteller nicht darstellbar. Kosten bei Anlagen kleinerer Leistung unverhältnismäßig groß.</p> <p>Diese Leistung steht bei Wasserkraftwerken nicht online zur Verfügung, da Eingangsdaten nicht erfasst werden. Vor allem an Kleinwasserkraftwerken fehlen Eingangsdaten. Nur an wenigen großen Anlagen darstellbar. Nachrüstkosten unverhältnismäßig groß.</p>	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Die verfügbare Wirkleistung ist die installierte Leistung abzüglich der nicht zur Verfügung stehenden Leistung (bspw. aufgrund von Wartung) und stellt mit die wichtigste Echtzeitdate dar. Die ÜNB sehen hier aufgrund des Workshops mit den Direktvermarktern mangels Planungsdaten keine andere Alternativen bei der Bewertung des Einspeiseverhaltens bei WK- und PV-Anlagen und für die Nutzung der Anlage zu Hochrechnungszwecken. Netzbetreiber können sich mit dem Konstrukt (Einspeiseleistung, Dargebotsleistung, verfügbare Leistung und marktbasierter Abregelung) in Echtzeit ein vollständiges Bild über das Einspeiseverhalten machen und mögliche Änderungen im zeitnahen Einspeiseverhalten berücksichtigen. Änderungen der Einspeisung können so in ihrer Ursache immer nachvollzogen werden. Bei qualitativ sehr guten Planungsdaten kann man ggf. auf die verfügbare Wirkleistung in Echtzeit verzichten. Allerdings sind Echtzeitdaten in den derzeitigen Leitsystemen besser zu verarbeiten.
95	567	105		<p>EE allg: Diese Werte können nur vom Parkrechner vor Ort exakt gebildet werden, liegen aber bei einem Großteil der Anlagen nicht vor. Dieses Signal ist ohne eine Nachrüstung durch die Hersteller nicht darstellbar. Kosten bei Anlagen kleinerer Leistung unverhältnismäßig groß.</p> <p>Diese Leistung steht bei Wasserkraftwerken nicht online zur Verfügung, da Eingangsdaten nicht erfasst werden! Vor allem an Kleinwasserkraftwerken fehlen Eingangsdaten. Nur an wenigen großen Anlagen darstellbar! Nachrüstkosten unverhältnismäßig groß.</p>	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Die tatsächlich verfügbare Blindleistung als Echtzeitdate ist für den ANB für die Spannungshaltung insbesondere dann wichtig, wenn es oft zu Diskrepanzen zwischen der theoretisch möglichen Q-Bereitstellung gemäß Stammdaten und der tatsächlich möglichen Q-Bereitstellung gibt. Siehe auch ID 86. Bei qualitativ sehr guten Stammdaten kann man ggf. auf die verfügbare Blindleistung in Echtzeit verzichten. Allerdings sind Echtzeitdaten in den derzeitigen Leitsystemen besser zu verarbeiten.

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
96	567	106		Zum besseren Verständnis sollte der Energiegehalt ausführlicher erläutert werden. Mit der gegenwärtigen Beschreibung im Dokument kann nicht nachvollzogen werden, welche Information der ÜNB in diesem Zusammenhang benötigt.	UNIPER SE	Der Energiegehalt einer SSE bezeichnet die derzeit gespeicherte Energie in MWh, die in das Netz eingespeist werden könnte. Beispiel: Bei PSW ist der Energiegehalt die elektrische Energie, die aus dem aktuellen Speicherstand des/der Oberbeckens in das Netz abgegeben werden kann (i.d.R. erfolgt die Bestimmung des Energiegehalts über den Wasserpegel des jeweiligen Oberbeckens, weitere Restriktionen sind ggf. mit einzurechnen).
97	567	107		Diese Leistung steht bei Wasserkraftwerken nicht online zur Verfügung, da Eingangsdaten nicht erfasst werden. Vor allem an Kleinwasserkraftwerken fehlen Eingangsdaten. Nur an wenigen großen Anlagen darstellbar. Nachrüstkosten unverhältnismäßig groß.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Die marktbasierter Abregelung von direktvermarkteten EE-SEE stellt eine der wichtigsten Echtzeitdaten dar, da der Umfang marktbasierter Abregelungen bei der EE-Hochrechnung und davon abgeleiteter EE-Prognosen berücksichtigt werden muss, um die wirksame EE-Netzeinspeisung möglichst genau zu bestimmen. Insbesondere bei größeren Anlagen, welche regelmäßig von EinsMan-Maßnahmen betroffen sind, ist dieses Echtzeitdatum erforderlich. Die ÜNB sehen hier aufgrund des Workshops mit Direktvermarktern mangels Planungsdaten keine andere Alternative. Netzbetreiber können sich mit dem Konstrukt (Einspeiseleistung, Dargebotsleistung, verfügbare Leistung und marktbasierter Abregelung) in Echtzeit ein vollständiges Bild über das Einspeiseverhalten machen und mögliche Änderungen im zeitnahen Einspeiseverhalten berücksichtigen. Änderungen der Einspeisung können so in ihrer Ursache immer nachvollzogen werden. Diese Information ist für Windenergie- und PV-Anlagen zu liefern. <u>Bei Wasserkraft wird die Entscheidung über marktbasierter Abregelung durch zusätzliche wasserwirtschaftliche und technische Restriktionen beeinflusst und ist insofern schwer darstellbar ==> bei Kleinwasserkraft (und Biomasse) bis auf Weiteres Verzicht auf diesen Datenpunkt.</u>

Deleted: Insofern wird eine Präzisierung in Bezug auf bestimmte ET erfolgen.

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
98	567	107		Datenanforderung löschen, Die Lieferung einer validen Information ist nicht möglich. Detaillierte Erläuterung und Begründung siehe separates Schreiben	UNIPER SE	s. ID 97 Der Wert zum Zeitpunkt der Absenkung oder bei Änderungen der Absenkung in Form einer Echtzeitdate, stellt für die ÜNB ein hohen Mehrwert dar. Ergänzend sei Folgendes angemerkt: Die Sinnhaftigkeit der Lieferung dieser Information in Form von Planungsdaten haben bereits die DV auf den beiden Workshops in Frage gestellt und entsprechend argumentiert. Die Argumente schienen den ÜNB plausibel. Da die Information aus Sicht der ÜNB als Planungsdate nach wie vor als wichtig erscheint, werden Planungsdaten nun im ersten Schritt von <u>am Übertragungsnetz angeschlossenen</u> Windparks eingefordert.
99	571		Zeile 572 bis 576	Abstimmungsbedarf ÜNB/VNB zum Referenzanlagenmodell: Die VNB schlagen vor, das Referenzanlagenmodell zu diskutieren. Hier besteht Unklarheit, welcher Bedarf in den einzelnen Leistungsklassen existiert und wie die Abhängigkeiten voneinander sind (s. Zeile 571 u. 572).	bdew	Die ÜNB sehen durch die gezogene 1 MW-Grenze im Wesentlichen einen zusätzlichen Bedarf an Referenzanlagen für die PV-Hochrechnungen und zwar in Gebieten, in denen hochgerechnet werden soll und für die keine geeigneten repräsentativen PV-Anlagen >1 MW zur Verfügung stehen. Die konkrete Auswahl an Referenzanlagen ist mit den betroffenen VNB abzustimmen. Verallgemeinernde Aussagen scheinen hier wegen der Heterogenität von Netz- und Anlagenstrukturen nicht zielführend.
100	574			Bitte folgende Sätze ändern: Alt: Die Datenerfassung erfolgt durch den Anschlussnetzbetreiber. Es bietet sich an, die Echtzeitdaten von Referenzanlagen über die informatorische Kaskade, z.B. über Leitstellenkopplungen, in Abstimmung mit den VNB an die ÜNB weiterzuleiten. Neu: „Bei der Datenerfassung ist der Anlagenbetreiber der Datenlieferant. Es bietet sich an, die Echtzeitdaten von Referenzanlagen über die informatorische Kaskade, z.B. über Leitstellenkopplungen auf Basis einer Vereinbarung zwischen ÜNB und VNB vom Anschlussnetzbetreiber über die vorgelagerten Netzbetreiber an die ÜNB weiterzuleiten.“	bdew	Dieser prozessuale Hinweis ist nicht Gegenstand dieser Konsultation, wird aber bei der Datenorganisation berücksichtigt (Zustimmung der ÜNB).

Deleted: Offshore-

Deleted: und HöS-Windparks

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
101	577	114	115	Bitte ergänzen: richtungsselektiv Begründung: Die Wirkleistung und Blindleistung müssen richtungsselektiv übertragen werden (siehe auch UAG- Topologie-Papier 9.1.1, Seite 31)	bdew	Die Ergänzung der richtungsselektiven Übertragung von Wirk-/ und Blindleistung wird im Zuge der Datenorganisation berücksichtigt.
102	585	117	118, 119, 121, 122, 125, 126, 129, 130	Groß-SVE die nicht an das Höchst- oder Hochspannungsnetz angeschlossen sind müssen und können nicht im MaStR gemeldet werden. Siehe auch die veröffentlichten FAQs der BNetzA. Eine automatische Übernahme dieser Daten aus dem MaStR ist nicht möglich	ESF Elbe-Stahlwerke Feralpi GmbH	Die ÜNB werden den Hinweis berücksichtigen. Es sind, wie bereits in der GLDPM beschrieben, <u>Groß-SVE unabhängig von der Spannungsebene des Netzanschlusses relevant. Für die Übermittlung der erforderlichen Stammdaten wird in den Fällen, in denen die Daten nicht vom MaStR verfügbar sind, ein Parallelprozess eingerichtet werden müssen. Angesichts der voraussichtlich überschaubaren Anzahl von Groß-SVE unterhalb der HS sollte dies mit vertretbarem Aufwand möglich sein.</u>
103	585	124		Anmerkung: Hier ggf. noch ergänzen (falls so gemeint), dass für Groß-SVE z.B. auch Betriebsferien eine vorläufige Stilllegung darstellen können.	bdew	Die ÜNB werden den Hinweis berücksichtigen. Eine mögliche Berücksichtigung erfolgt in der Prozess- und Formatausgestaltung (ggf. Ausgestaltung eines neuen Reason Code im Rahmen einer Nichtbeanspruchbarkeitsmeldung).
104	592	135	136, 137, 138, 139, 140	Konsultationsdokument: Zu den bereitzustellenden Informationen zählen insbesondere Stammdaten, Planungsdaten und Echtzeitdaten." Anmerkung: Wie in der PG EIN schon andiskutiert gibt es SGUs, die z.B. nicht am Regelenergiemarkt teilnehmen und daher keine entsprechenden Planungsdaten haben. Für solche SGUs sollte klar gestellt werden, dass alle angefragten Daten nur dann zu liefern sind, wenn sie auch vorhanden sind, oder wenn die Daten normalerweise erwartet werden können. Später wird noch festzulegen sein, ob in diesem Fall ein „leerer Datensatz“ oder „0-Werte“ gesendet werden sollen.	bdew	Die ÜNB sehen den Hinweis prinzipiell als relevant an. Der Objektbezug bezieht sich bei den Informationen zur Regelleistung auch nur auf Anlagen, die diese Leistung vorhalten. Damit sollte suggeriert werden, dass diese Information auch nur von diesen Anlagen zu melden ist. Die letztendliche Ausgestaltung der Meldung einschließlich der explizit zu meldenden Zeitreihen erfolgt im Rahmen der Prozessausgestaltung gemäß Artikel 40 Abs. 7.
105	599	143	144	Mit Zuordnung der Groß-SVE zur MaLo-ID und zur Messlokationsnummer ist die Abfrage und Übermittlung von Echtzeitdaten an den zuständigen Messtellenbetreiber (im den meisten Fällen der Anschlussnetzbetreiber) zu richten.	ESF Elbe-Stahlwerke Feralpi GmbH	Diese Frage ist in der der sich dieser Konsultation anschließenden Prozessausgestaltung zu klären. Dieser Punkt wird ebenso in der Untergruppe der BDEW PG EIN, der AG Topologie, diskutiert werden.

Deleted: die

Deleted: mit einem Anschluss an die HöS/HS

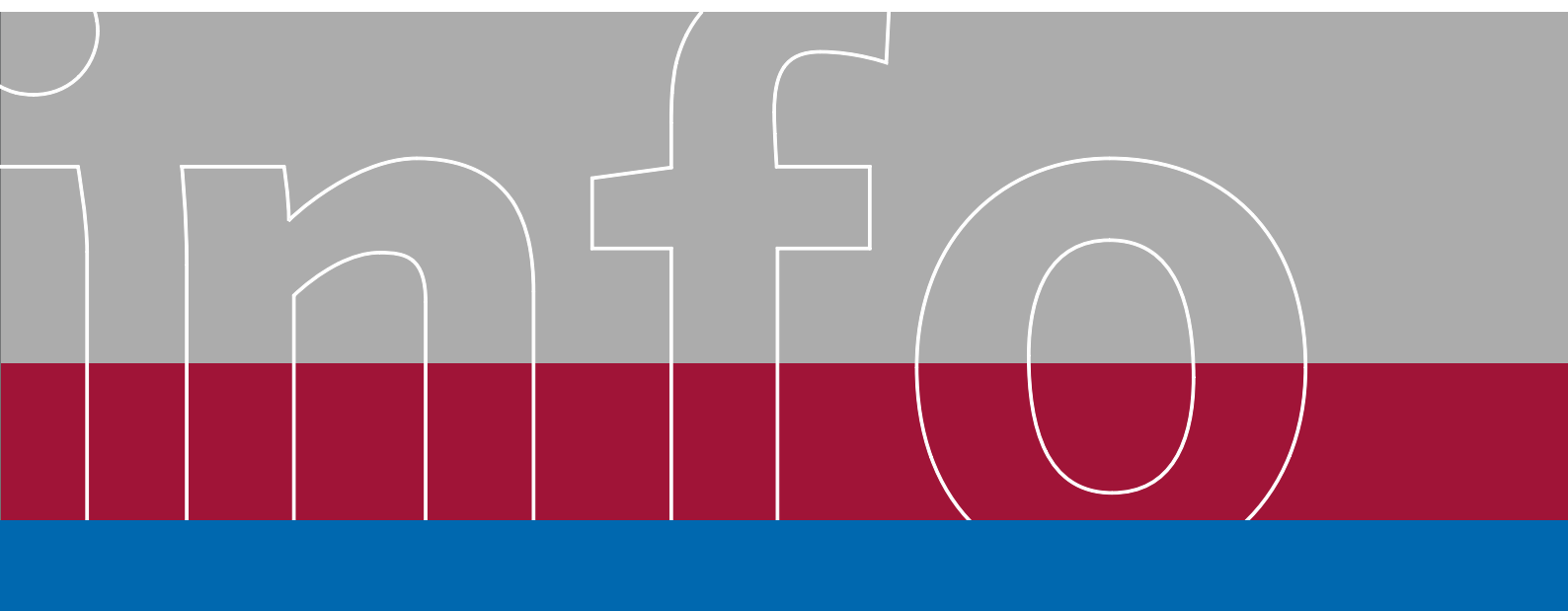
Deleted: ¶
Es gibt Groß-SVE auch in der Mittelspannung, allerdings ist derzeit keine Erfassung von Groß-SVE unterhalb der HS angedacht.

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
106	599	143	144	Bitte ergänzen: richtungsselektiv Begründung: Die Wirkleistung und Blindleistung müssen richtungsselektiv übertragen werden, auch wenn es sich hier um Verbraucher handelt. Der Estimator braucht einen richtungsselektiven Messwert	bdew	Die Ergänzung der richtungsselektiven Übertragung von Wirk-/ und Blindleistung wird im Zuge der Datenorganisation berücksichtigt.
107	599	143	144	Bitte Begrifflichkeiten klären. Begründung: Definition für Netzanschlusspunkt und Netzverknüpfungspunkt im Zusammenhang mit geschlossenen Verteilernetzen erforderlich.	bdew	Die ÜNB sehen den Hinweis als relevant an. Allerdings ist die Behandlung von geschlossenen Verteilernetzen mit Blick auf die Meldung von Verbrauchs- und Erzeugungsinformationen eine prozessuale Fragestellung, die im Rahmen der Prozessausgestaltung gemäß Artikel 40 Abs. 7 erfolgen wird.

Energie-Info

Ergänzende Stammdatenmel- dung zum Redispatch- Vermögen im Rahmen der Festlegung BK-6-13-200 (Energieinformationsnetz)

19. Juli 2016



1 Einleitung und Hintergrund

Zur Vermeidung von Netzengpässen und zur Stabilisierung der Stromnetze gewinnen Redispatch-Maßnahmen zunehmend an Bedeutung. Auf Anweisung der Übertragungsnetzbetreiber werden die Betriebsweisen der Kraftwerke entsprechend angepasst.

Die heute gemeldeten Planungsdaten im Rahmen des KWEP-Prozesses beschreiben das Redispatch-Vermögen von technischen Ressourcen (teilweise) unabhängig von ihrer aktuellen Fahrweise. Abhängig vom Anweisungszeitpunkt und dem aktuellen Betriebszustand der technischen Ressource ergeben sich aus Synchronisationszeiten, Rampen, Stillstands- und Mindestbetriebszeiten ggf. deutlich abweichende reale Verfügbarkeiten. Um den ÜNB eine weitere Verbesserung der Planung zu ermöglichen, sind deshalb zusätzliche Stammdaten¹ erforderlich. Abbildung 1 zeigt die (näherungsweise) Modellierung der Phasen der Kraftwerksfahrweise anhand der zusätzlichen Stammdaten.

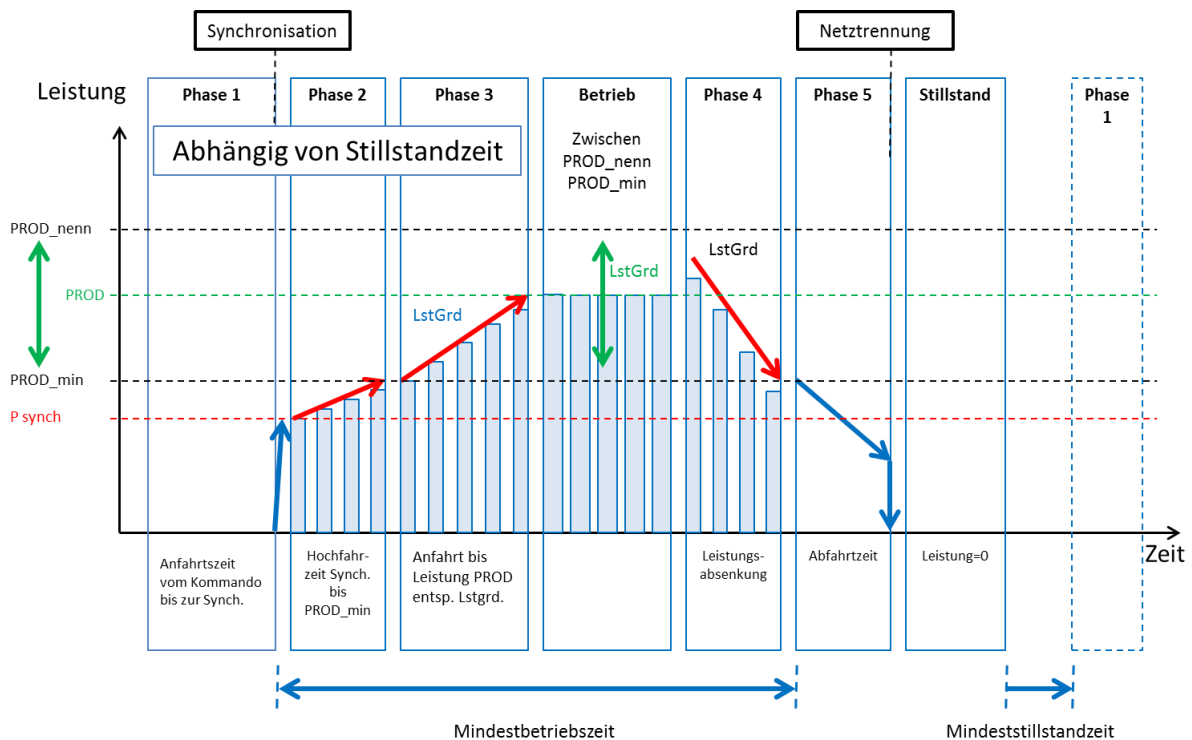


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Verwendung der zusätzlichen Stammdaten

¹ Der BDEW setzt sich dafür ein, dass diese Stammdaten zukünftig über das Marktstammdatenregister erfasst werden. Sie sind jedoch schon derzeit für einen sicheren Systembetrieb unerlässlich. Im Falle einer Integration im Marktstammdatenregister entfällt die Übermittlung der Information per Excel-Tabelle (Anlage 7 BK 6-13-200).

2 Adressaten

Der Adressatenkreis ist in der Festlegung BK6-13-200 folgendermaßen beschrieben:

„Verpflichtet zur Übermittlung von Planungsdaten im Sinne der nachstehenden Ziffer 4 sind

- *Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie sowie*
- *Betreiber von Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie.*

Die Verpflichtung betrifft alle Betreiber von Anlagen mit Anschluss an die Spannungsebene 110 kV oder höher sofern und soweit diese an einem solchen Anschluss einen Generator bzw. eine Pumpe (nachfolgend: Erzeugungseinheit²) mit einer Netto-Nennleistung größer oder gleich 10 MW unter Ausschluss von EEG-Anlagen, betreiben.

Die Verpflichtung erstreckt sich auch auf Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen sowie auf Anlagen, die hinsichtlich ihrer Betriebsweise an industrielle Produktionsprozesse gekoppelt sind.

Ausgenommen von der Verpflichtung sind Anlagen im Sinne des § 3 Nr. 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG).“

Die in diesem Dokument aufgelisteten zusätzlichen Stammdaten sind von den Adressaten der Festlegung BK-6-13-200 im Rahmen einer Verbändevereinbarung auf freiwilliger Basis zu liefern. Die Datenanforderung wird von der BNetzA grundsätzlich unterstützt.

3 Zu meldende Stammdaten

Die im Folgenden aufgelisteten zusätzlichen Stammdaten ermöglichen die bessere Modellierung des von der aktuellen Fahrweise abhängigen Redispatch-Vermögens und in der Folge die genauere Planung des Redispatch-Einsatzes im Zeitverlauf als Grundlage für die Maßnahmenplanung. Die zusätzlich zu liefernden Stammdaten beschreiben das Anlagenverhalten im Zustand „Normalbetrieb“.

Bei diesen Daten handelt es sich um Betriebswerte, welche sich vom realen Verhalten immer leicht unterscheiden werden, da sie weder unterschiedliche Lastzustände der technischen Ressource noch technisch oder anderweitig bedingte temporäre Betriebseinschränkungen berücksichtigen. Sie müssen zudem nur bei nachhaltigen Veränderungen der technischen Ressource (z. B. Turbinenretrofit mit Leistungssteigerung, Maßnahmen zur Erhöhung des Leistungsvermögens bei unveränderter Leistung, Stilllegungen) aktualisiert werden.

Dem Netzbetreiber ist somit eine bessere Einschätzung der Einsatzbedingungen der Erzeugungsanlage bzw. des Kraftwerks möglich. Das Stammdatenmodell bildet dabei nicht alle Facetten oder Einflüsse der Realität exakt ab. Die angegebenen typischen Zeitangaben kön-

² Der Begriff Erzeugungseinheit ist in der Festlegung BK6-13-200 gleichbedeutend mit den Begriff der technischen Ressource, der nachfolgend im Dokument und auch in der Festlegung genannt wird.

nen, z. B. infolge schwankender Brennstoffqualität, von den in der Realität geltenden Zeiten abweichen.

In Tabelle 1 sind die zusätzlich benötigten Stammdaten aufgelistet. Die Definition und Begründung dieser Daten sind Tabelle 2 zu entnehmen.

Tabelle 1: Zusatzangaben für Erzeugungsanlagen

Stammdatum	Bezeichnung in Excel-Tabelle
Anfahrtszeit vom Kommando bis zur Synchronisation aus Zustand kalt (> 48 h Stillstandszeit) [Min]	Anfahrtszeit bis Synchronisation Zustand kalt
Anfahrtszeit bis Synchronisation aus Zustand warm (< 48 h Stillstandszeit) [Min]	Anfahrtszeit bis Synchronisation Zustand warm
Hochfahrzeit von Synchronisation bis PROD_min aus Zustand kalt (> 48 h Stillstandszeit) [Min]	Hochfahrzeit Synchronisation bis Pmin Zustand kalt
Hochfahrzeit von Synchronisation bis PROD_min aus Zustand warm (< 48 h Stillstandszeit) [Min]	Hochfahrzeit Synchronisation bis Pmin Zustand warm
Mindestbetriebszeit [Min]	Mindestbetriebszeit
Abfahrzeit ausgehend von PROD_min bis zur Netztrennung [Min]	Abfahrzeit Pmin bis Netztrennung
Mindeststillstandszeit [Min]	Mindeststillstandszeit
PROD_min [MW]	Pmin
Lastgradient von PROD_min bis PROD_nenn (Nettonennleistung) [MW/Min]	Lastgradient von Pmin bis Pnenn
Lastgradient von PROD_nenn (Nettonennleistung) bis PROD_min [MW/Min]	Lastgradient von Pnenn bis Pmin

Tabelle 2: Beschreibung und Begründung des jeweiligen Stammdatums aus Tabelle 1

Stammdatum	Beschreibung	Begründung
Anfahrtszeit vom Kom-	Typischer Zeitraum vom Komman-	Benötigt zur Planung der

mando bis zur Synchronisation aus Zustand kalt (> 48 h Stillstandzeit) [Min]	do zum Anfahren der Anlage bis zum Zeitpunkt des Beginns der Leistungseinspeisung in das Netz. Dieses gilt für einen Stillstand der Anlage vor Anfahrt von größer als 48 h.	tatsächlichen zeitlichen Einsatzverfügbarkeit einer TR (technischen Ressource) ausgehend vom aktuellen Planungszeitpunkt bei geplanter Produktion 0.
Anfahrtszeit bis Synchronisation aus Zustand warm (< 48 h Stillstandzeit) [Min]	Typischer Zeitraum vom Kommando zum Anfahren der Anlage bis zum Zeitpunkt des Beginns der Leistungseinspeisung in das Netz. Dieses gilt für einen Stillstand der Anlage vor Anfahrt von kleiner als 48 h.	Benötigt zur Planung der tatsächlichen zeitlichen Einsatzverfügbarkeit einer TR (technischen Ressource) ausgehend vom aktuellen Planungszeitpunkt bei geplanter Produktion 0.
Hochfahrzeit von Synchronisation bis PROD_min aus Zustand kalt (> 48 h Stillstandzeit) [Min]	Typischer Zeitraum beginnend mit der Netzsynchronisation bis zum Erreichen der Mindestleistung der Anlage. Dieses gilt für einen Stillstand der Anlage vor Anfahrt von größer als 48 h.	Benötigt zur Planung des tatsächlichen Redispatchvermögens einer TR (technischen Ressource) ausgehend vom aktuellen Planungszeitpunkt bei geplanter Produktion 0.
Hochfahrzeit von Synchronisation bis PROD_min aus Zustand warm (< 48 h Stillstandzeit) [Min]	Typischer Zeitraum beginnend mit der Netzsynchronisation bis zum Erreichen der Mindestleistung der Anlage. Dieses gilt für einen Stillstand der Anlage vor Anfahrt von kleiner als 48 h.	Benötigt zur Planung des tatsächlichen Redispatchvermögens einer TR (technischen Ressource) ausgehend vom aktuellen Planungszeitpunkt bei geplanter Produktion 0.
Mindestbetriebszeit [Min]	Typischer Zeitraum innerhalb dessen die Anlage nach erfolgtem Start mindestens Leistung in das Netz einspeisen muss.	Benötigt zur Planung des tatsächlichen zeitlichen Einsatzes einer TR (technischen Ressource) für Anpassungsmaßnahmen.
Abfahrzeit ausgehend von PROD_min bis zur Netztrennung [Min]	Typischer Zeitraum, innerhalb dessen ausgehend von der Mindestwirkleistungseinspeisung eine Netztrennung erreicht wird.	Benötigt zur Planung des tatsächlichen zeitlichen Einsatzes einer TR (technischen Ressource) für Anpassungsmaßnahmen.
Mindeststillstandzeit [Min]	Typischer Zeitraum während dessen eine Anlage nach erfolgter	Benötigt zur Beurteilung der zeitlichen Bedingungen

	Netztrennung nicht zum Wiederanfahren zur Verfügung steht.	einer Wiederanfahrt einer TR (technischen Ressource).
PROD_min [MW]	Dauerhaft minimal elektrisch stabil erzeugbare Leistung einer TR unter Normbedingungen.	Beschreibung des tatsächlich fahrbaren technischen Minimums, unabhängig von erweiterten Restriktionen, z. B. zur Erbringung von Regelleistung.
Lastgradient von PROD_min bis PROD_nenn (Nettonennleistung) [MW/min]	Durchschnittliche Leistungsänderungsgeschwindigkeit bezogen auf einen Betriebszustand bei Leistungserhöhung, abgeleitet aus der Zeitdauer der Leistungsänderung zwischen PROD_min bis PROD_nenn.	Benötigt zur Planung des tatsächlichen Redispatchvermögens (Abhängigkeit von fahrbaren Rampen) einer TR (technischen Ressource) ausgehend vom aktuellen Planungszeitpunkt.
Lastgradient von PROD_nenn (Nettonennleistung) bis PROD_min [MW/min]	Durchschnittliche Leistungsänderungsgeschwindigkeit bezogen auf einen Betriebszustand bei Leistungsreduzierung, abgeleitet aus der Zeitdauer der Leistungsänderung zwischen PROD_nenn bis PROD_min.	Benötigt zur Planung des tatsächlichen Redispatchvermögens (Abhängigkeit von fahrbaren Rampen) einer TR (technischen Ressource) ausgehend vom aktuellen Planungszeitpunkt.

4 Format der Meldung

Die zusätzlichen Stammdaten sollen im Rahmen der Anlage 7 der Festlegung BK6-13-200 auf freiwilliger Basis gemeldet werden. Die auf der Excel-Tabelle der Festlegung basierende und erweiterte Excel-Tabelle ist als Anlage zu dieser Energie-Info beigelegt.

Die neuen Felder sind in der Excel-Tabelle durch einen grünen Balken in Zeile 8 gekennzeichnet.

5 Frist zur Umsetzung

Es wird empfohlen, die zusätzlich benötigten Stammdaten ab dem 1. September 2016 zu übermitteln.

6 Ansprechpartner:

Laura Emmermacher
Telefon: +49 30 300199-1111
laura.emmermacher@bdew.de

Dr. Matthias Laux
Telefon: +49 30 300199-1313
matthias.laux@bdew.de



UNIPER SE

Compliance & Regulation

E.ON-Platz 1
40479 Düsseldorf

www.uniper.energy

**UNIPER Stellungnahme zum Konsultationsdokument in Bezug auf die Umsetzung der
Vorgaben der System Operation Guideline (SO GL) zum Datenaustausch in Deutsch-
land (Stand: 6. Februar 2018)**

Düsseldorf, 07.03.2018

UNIPER möchte hiermit die Gelegenheit nutzen zu dem Vorschlag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Umsetzung der Vorgaben der SO GL zum Datenaustausch in Deutschland Stellung zu nehmen.

I. Grundsätzliche Anmerkungen

Gemäß Artikel 4 der SO GL (Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb) müssen die Mitgliedstaaten, die zuständigen Behörden und die Netzbetreiber bei der Anwendung dieser Verordnung unter anderem die Grundsätze der Verhältnismäßigkeit und Diskriminierungsfreiheit anwenden (Abs. 2 lit. a) und den Grundsatz der Optimierung zwischen höchster Gesamteffizienz und geringsten Gesamtkosten für alle beteiligten Akteure anwenden (Abs. 2 lit. c)

Mit der Festlegung von Datenaustauschprozessen im Rahmen eines Energieinformationsnetzes (Strom) vom 16.04.2014 (BK6-13-200) (im Folgenden „ERRP“) und der „Generation and Load Data Provision Methodology“ (GLDPM) sind bereits vielfältige Datenanforderungen und Datenformate definiert.

Auf Basis der SO GL sollen künftig weitere Daten an den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) übermittelt werden. Bereits in vorangehenden Konsultation hat UNIPER darauf hingewiesen, dass jede weitere Datenmeldung Kosten verursacht, da IT-Systeme entsprechend aufgebaut oder angepasst werden müssen und ein kontinuierlicher Betrieb sowie eine Qualitätssicherung gewährleistet werden muss. Vor diesem Hintergrund sind insbesondere die folgenden Punkte bei der Ausgestaltung zu berücksichtigen:

- Datenübermittlung nur von relevanten und für die Gewährleistung der Betriebssicherheit, der Frequenzqualität und einer effizienten Nutzung des Verbundsystems zwingend erforderlichen Daten.
- Nutzung bestehender Datenformate (ERRP und GLDPM Prozess)
- Doppelmeldungen an verschiedene Systeme und Plattformen sind für einen Übergangszeitraum soweit wie möglich zu vermeiden und im Zielprozess gänzlich auszuschließen.

Die Anforderungen in Bezug auf den ERRP sowie die GLDPM wurden erst vor kurzem definiert. Die resultierenden Kosten für diese Umsetzung sind nicht zu vernachlässigen. UNIPER möchte daher darauf hinweisen, dass zusätzliche Formatänderungen zu weiteren hohen Kosten führen und für die Anlagenbetreiber ungeplant sind. Folglich gehen diese zulasten der eigenen Wirtschaftlichkeit. Beispielsweise bei Anlagen, die durch das EEG gefördert werden, ist eine Erhöhung des anzulegenden Wertes nicht vorgesehen.

Wir weisen ebenfalls nochmals darauf hin, dass es sich bei den durch die Übertragungsnetzbetreiber abgefragten und zu übersendenden Informationen teilweise um Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse handelt, deren Weitergabe an Dritte schon aus diesem Grund ohne vorherige Zustimmung unzulässig ist. Daher sind Artikel 12 der SO GL sowie der § 6a EnWG zwingend einzuhalten.

II. Stammdaten

Voraussichtlich in diesem Jahr soll nunmehr das Marktstammdatenregister (MaStR), welches von der Bundesnetzagentur ins Leben gerufen wurde, in Betrieb gehen. „Mit dem Marktstammdatenregister (MaStR) wird ein umfassendes behördliches Register des Strom- und Gasmarktes aufgebaut, das von Behörden und Marktakteuren des Energiebereichs (Strom und Gas) genutzt werden kann. Für viele energiewirtschaftliche Prozesse stellt der Rückgriff auf die Stammdaten des Marktstammdatenregisters eine deutliche Steigerung der Datenqualität und eine Vereinfachung dar.“¹

Das Vorgehen der BNetzA unterstützte UNIPER vollumfänglich, da durch diese zentrale Datenbank allen Akteuren konsistente Stammdaten effizient zur Verfügung stehen werden. Aus diesem Grund sollte explizit festgehalten werden, dass mit Inbetriebnahme des MaStR, die Doppelmeldung an das MaStR und den ÜNB entfällt. Des Weiteren sollten die ÜNB mit der BNetzA die Erweiterung des MaStR vereinbaren, damit die zusätzlichen Stammdaten, die in Bezug auf die SO GL erforderlich werden, im MaStR aufgenommen werden. Ziel sollte es sein, dass künftig möglichst alle Stammdaten zentral in diesem geführt werden.

Gemäß Artikel 4 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (REMIT VO) müssen sog. Insider-Informationen, also nicht öffentlich bekannte präzise Informationen, die direkt oder indirekt ein oder mehrere Energiegroßhandelsprodukte betreffen und die, wenn sie öffentlich bekannt würden, die Preise dieser Energiegroßhandelsprodukte wahrscheinlich erheblich beeinflussen würden, veröffentlicht werden. Der kommerzielle Inbetriebnahmezeitpunkt (Lfd. Nr. 34), der Stilllegungszeitpunkt für vorläufige Stilllegung (Lfd. Nr. 35) und der Stilllegungszeitpunkt für endgültige Stilllegung (Lfd. Nr. 36) sind marktrelevante Daten. Daher ist der Betreiber verpflichtet diese Information effektiv und rechtzeitig bekannt zu geben. Hierzu zählt die Nutzung einer sog. „Inside Information Platform“ damit die Informationen allen Akteuren und folglich auch den Netzbetreibern zur Verfügung steht. Der Nutzen einer zusätzlichen separaten Meldung, die zudem erst im Nachgang erfolgt kann, erschließt sich uns nicht und wird deshalb abgelehnt.

Allerdings werden bei den zuvor genannten Daten „Planungsdaten“ gefordert, da Informationen im Vorfeld übermittelt werden sollen, wie beispielsweise „wann genau die Inbetriebnahme eines Kraftwerks erfolgt (ist) bzw. und ab wann dessen Leistung zur Lastdeckung zur Verfügung stand oder stehen wird und damit die volle Leistung erst in der Zukunft vorhanden ist.“² Die Mitteilung als Stammdatenänderung würde erst mit „Gültigkeit“ erfolgen, das bedeutet, wenn zum Beispiel die vorläufige Stilllegung erfolgt ist. Folglich wäre eine klare Beschreibung unmissverständlich und wünschenswert.

¹ Webseite der BNetzA vom 05.03.2018, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/MaStR/MaStR_node.html

² Umsetzung der Vorgaben der System Operation Guideline (SO GL) zum Datenaustausch in Deutschland; Konsultationsdokument zum Datenbedarf; Stand: 06. Februar 2018; Lfd. Nr. 34 kommerzieller Inbetriebnahmezeitpunkt

Die Entscheidung und die Vereinbarung über die Netzreserve sowie die Sicherheitsbereitschaft trifft der Netzbetreiber. Die Information über den „Status (Netzreserve)“ (Lfd. Nr. 30) und „Status (Sicherheitsbereitschaft)“ (Lfd. Nr. 31) liegt dem ÜNB vor. Eine nochmalige Datenmeldung an die Quelle selbst ist unnötig und vor allem ineffizient.

Darüber hinaus ist die Beschreibung der Status zu unkonkret. Hier wäre eine eindeutige Definition erforderlich.

Die Mindestbetriebszeit (Lfd. Nr 62) sowie die Mindeststillstandszeit (Lfd. Nr 63) sind ebenfalls nicht ausreichend genau beschrieben. Es ist offen ob beispielsweise die Mindeststillstandszeit den Anfahrvorgang enthält und ob die Zeit bis zur Synchronisation gemeint ist.

Zur Klarstellung bei den Anfahrzeiten bis zur Synchronisation aus dem kalten und warmen Zustand (Lfd. Nr 64 und 65) wird ausschließlich nur zwischen einer Anfahrzeit, die kürzer oder länger als 48h ist, unterschieden.

Die Erforderlichkeit der Generatordaten (Lfd. Nr. 71), Transformatoraten (Lfd. Nr. 72) Turbinendaten (Lfd. Nr.73) und Reglerdaten (Lfd. Nr. 74) für einen sicheren Systembetrieb ist nicht erkennbar bzw. das resultierende Problem im Fall das diese Daten nicht vorliegen, kann nicht abgeleitet werden. Daher wäre zumindest eine hinreichende Erläuterung in den nächsten Schritten erforderlich.

III. Planungsdaten

Im Zuge des ERRP und des GLDPM Prozesses werden Planungsdaten an die ÜNB übermittelt. In diesem Zusammenhang möchten wir nochmals klarstellen, dass die bereits bestehenden Definitionen und Datenformate weiterhin gelten und diese eins zu eins bei den Planungsdaten im Kontext der SO GL Anwendung finden werden.

Die marktbasierete Entscheidung (Lfd. Nr. 95 und 107) zur Abregelung wird erst kurz vor Marktschluss getroffen. Folglich erst frühestens 15 min vor Erfüllung. Der relevante Markt ist hierbei die deutsche Preiszone. Mit der aktuellen Preisentwicklung am Markt sowie der eigenen Position und dem Status des eigenen Bilanzkreises wird das Volumen für eine Abregelung bestimmt. Diese wird dann basierend auf einer internen Merit Order Liste kurz vor Erfüllung umgesetzt.

Zusätzlich muss hierbei berücksichtigt werden, dass die Erreichbarkeit der Anlagen nicht immer zu 100% gewährleistet ist. Sollte eine Anlage der angeforderten Abregelung nicht nachkommen, dann werden dementsprechend weitere Anlage heruntergefahren bzw. abgeregelt, um der Pflicht eines ausgeglichenen Bilanzkreises nachzukommen.

Eine Planung der marktbasiereten Abregelung könnte nur unter Annahme bestimmter Bedingung bzw. Parameter berechnet werden. Der erwartete Preis für die betreffende Viertelstunde im Intraday-Markt wäre beispielweise ein wesentlicher Faktor bei der Berechnung. Jeder Marktteilnehmer hat allerdings eine eigene Erwartungshaltung bezüglich der Preisentwicklung am Markt und folglich wäre das Ergebnis einer solchen Planung für die marktbasierete Abregelung nicht brauchbar bzw. liefert diese kein verlässliches bzw. nutzbares und konsistentes Ergebnis.

Vor dem Hintergrund des bereits hohen und künftig weiterwachsenden Anteils an dargebotsabhängiger Einspeisung und der zunehmenden „Flexibilisierung“ steigt insbesondere die Volatilität des Intraday-Marktes. Bei der Darbietung spielt die Wetterprognose eine wesentliche Rolle und bei der Flexibilität verschiedenste Parameter. Dies führt dazu, dass auch die Preise

im Intraday-Markt wahrscheinlich noch volatiler werden. Die führt dazu, dass die Aussagekraft weiter sinkt und die Sinnhaftigkeit dieser Datenmeldung in Frage stellt.

Abschließend spricht sich UNIPER dafür aus, dass der ÜNB auf diese Date verzichten sollte, da diese keinen Informationsgewinn beinhaltet aber einen hohen administrativen Aufwand verursacht. Sollte dennoch die Forderung nach dieser Information aufrecht erhalten bleiben, dann wäre dies unseres Erachtens nicht sachgerecht und auch nicht angemessen in Bezug auf Kosten und Nutzen.

Wie bereits erwähnt sollte grundsätzlich bei der Ausgestaltung berücksichtigt werden, dass ein effizienter und möglichst „schlanker“ Prozess etabliert wird. Die Meldung des Redispatchabrufes (Lfd. Nr. 97 und 98) kann daher nicht nachvollzogen werden. Die Anforderung zur Anpassung der Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken erfolgt durch den ÜNB. Dieser muss aufgrund von lokalen Engpässen einen Redispatch durchführen, damit der sichere Betrieb gewährleistet wird.

Dem ÜNB steht diese Information unmittelbar zur Verfügung, da er diese selbst erzeugt. Eine zusätzliche Informationsschleife über den Vermarkter, zum Betreiber und dann zum ÜNB zurück ist unverständlich.

Dementsprechend ist diese Datenanforderung zu löschen.

IV. Echtzeitdaten

Die Anforderungen bezüglich der Datenerfassung muss klar und eindeutig geregelt werden. Dass diese „in der Regel“ durch den Anschlussnetzbetreiber erfolgt ist nicht konkret genug. Hier sollte die Verantwortung ausnahmslos beim Anschlussnetzbetreiber liegen.

Zum besser Verständnis sollte der Energiegehalt (Lfd. Nr. 106) ausführlicher erläutert werden. Mit der gegenwärtigen Beschreibung im Dokument kann nicht nachvollzogen werden, welche Information der ÜNB in diesem Zusammenhang benötigt.

Zur Vermeidung von Willkür und Diskriminierung sollten der ÜNB und der VNB klare Kriterien für mögliche Referenzanlagen gemeinsam festlegen. Anhand dieser sollte es dem Anlagenbetreiber möglich sein die Datenanforderung nachzuvollziehen.