

Umsetzung der GLDPM in Deutschland; Reaktion der ÜNB auf die Konsultationsbeiträge

Für die im Rahmen der Konsultation übermittelten Anmerkungen möchten die ÜNB zunächst herzlich danken. Auf diesem Deckblatt zu der Tabelle mit den eigentlichen Konsultationsbeiträgen möchten wir erläutern, wie wir die Konsultationsbeiträge berücksichtigt resp. beantwortet haben.

Die ÜNB hatten zur Ermöglichung einer effizienten Bearbeitung um die Übermittlung von Anmerkungen via Web-Formular gebeten. Allen Konsultationsteilnehmern, die dieser Bitte der ÜNB entsprochen haben, gilt unserer besonderer Dank. Von Konsultationsteilnehmern als Fließtexte übermittelte Stellungnahmen hat das GLDPM-Projektteam in das Web-Formular übertragen; sich hierbei jedoch teilweise auf die wesentlichen Passagen beschränkt resp. Inhalte mit eigenen Worten zusammengefasst.

Die nachfolgenden Seiten der vorliegenden Datei enthalten die im Rahmen der Konsultation eingegangenen Anmerkungen und die jeweiligen Antworten des GLDPM-Projektteams. Die als Fließtexte übersandten Stellungnahmen werden in einer separaten (Zip-) Datei ebenfalls zur Verfügung gestellt.

Nicht enthalten sind in der nachfolgenden Tabelle Anmerkungen von offensichtlich rein unternehmensspezifischem Interesse. Beispielsweise haben Betreiber von S-NVR (sonstigen netzverknüpften Ressourcen) das Web-Formular dazu genutzt, um den ÜNB darzulegen, dass und warum die jeweiligen Erzeugungsanlagen nicht "hauptsächlich stromgeführt" betrieben werden. Verständnisfragen, die offensichtlich nicht von allgemeinem Interesse sind, wurden direkt beantwortet; werden aber ebenfalls nicht veröffentlicht.

Da in vielen Fällen mehrere Anmerkungen dasselbe Thema oder denselben Kritikpunkt zum Gegenstand hatten, hat das GLDPM-Projektteam zu diesen Anmerkungen jeweils eine gemeinsame Antwort erstellt. Diese Antworten sind in einem separaten Antwortdokument zusammengestellt, welches mit der vorliegenden Übersichtstabelle veröffentlicht wird. Die Tabelle enthält in diesen Fällen einen Verweis auf den entsprechenden Abschnitt des Antwortdokuments wie beispielsweise "Verfahren" oder "Variable Kosten / (D-2)-Planungsdaten".

Wir bitten Sie um Verständnis dafür, dass das Antwortdokument nicht auf alle Anmerkungen detailliert eingeht. Dies ist insbesondere bei den Anmerkungen der Fall, die sich auf Passagen des Konsultationsdokuments beziehen, die die ÜNB in der Prozessbeschreibung (Konsultationsdokument v2) grundlegend neu gefasst haben und die insofern nicht mehr aktuell sind.

Die Anregungen und Hinweise der Konsultationsteilnehmer haben ihren Niederschlag in deutlichen Änderungen an den am 10. Februar von den ÜNB veröffentlichten Vorschlägen zur GLDPM-Umsetzung gefunden. Den überarbeiteten Vorschlag werden die ÜNB in der bereits erwähnten Prozessbeschreibung (Konsultationsdokument v2) so bald wie möglich zur Verfügung stellen.

Freundliche Grüße
Das GLDPM-Projektteam
kontakt@gldpm.de

Kommen tar_ID	Konsultat ionsdoku ment - Seite	Konsultat ionsdoku ment - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehme n / Organisatio n
5	12, 19, 20, 24, 25, 26		Wir als InfraLeuna halten es für zielgerichteter die Prozesse im Rahmen von KWEP - 1 auf 2 Tage auszuweiten als dass die ÜNB auf Basis von variablen Kosten der Kraftwerksanlagen die Lastgangprognosen in Eigenregie erstellen. Aus unserer Sicht ist die Lastgangprognose für die relevanten Erzeugungsaggregate durch den jeweiligen Betreiber genauer und einfacher umzusetzen.	Variable Kosten / (D- 2)- Planungsdaten	InfraLeuna GmbH
6	25	762	<p>Wichtig für uns ist, dass die Datenbereitstellung mit möglichst wenig Aufwand verbunden ist und die Datenformate aus den ERRP-Prozessen beibehalten werden.</p> <p>Die Abfragen von Preis- und Kostendaten sollten aus unserer Sicht mit D+2 Prognosedaten ersetzt werden. Belastbare Einsatzprognose sind durch die wärmegeführten Einsatzprämissen und lokalen technischen Parameter (Kraftwerk / Wärmenetz / usw.) nur durch den Anlagenbetreiber genau prognostizieren. Als Betreiber sind wir schon jetzt in der Lage, realistische D+2 Planungen an den ÜNB zu übergeben.</p> <p>Die Einführung neuer Datenformate, z.B. EDI, sollte im Hinblick auf eine termingerechte und effiziente Umsetzung vermieden werden. Die KWEP ERRP-Prozesse (I und I) sind technisch stabil in unsere Systeme integriert und für die Ausweitung bzw. Anpassung sind nur kleinere Veränderungen notwendig.</p>	Datenformate Variable Kosten / (D- 2)- Planungsdaten	Energieversor gung Schwerin GmbH & Co Erzeugung KG
8	Seite 12	ab Zeile 441	<p>Die ÜNB benötigen als Grundlage für eine Kapazitätsberechnung des Netzes u.a. eine Prognose der Wirkleistungserzeugung zum Zeitpunkt D-2. Diese Forderung möchten wir bedienen.</p> <p>Aktuell melden wir Plandaten unserer Erzeugungsanlagen größer 10 MW einen Tag voraus im Umfang von KWEP1 per ERRP. Diese Meldung ist etabliert und funktioniert. Die Einsatzplanung erfolgt bei uns auch schon für zwei Tage im Voraus in einer recht hohen Prognosegüte. Ein großer Anteil der Wirkleistung ist dabei nicht marktpreisgetrieben sondern bedingt durch u.a. Fernwärmeauskopplung, Reserve- und Regelleistungsvorhaltung, vNN, Speicherbewirtschaftung (Wärme und Strom).</p> <p>Somit wäre eine Planung der Wirkleistungserzeugung auf Basis von Marktdaten und Kostenbestandteilen nicht realitätsnah.</p> <p>-> Wir möchten daher anbieten, den KWEP1-Prozess auf D-2 zu erweitern und dafür auf die Meldung jeglicher Kostendaten verzichten.</p> <p>Des Weiteren soll berücksichtigt werden:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Um den IT-Aufwand gering zu halten, darf der Datenumfang nicht größer werden und die Formate/Meldewege müssen jetzt und zukünftig identisch zu KWEP1/ERRP sein. - Zwischen der D-2-Meldung und der D-1-Meldung sollen keine Aktualisierungen gefordert sein. - Die Reserve- und Regelleistungsanteile (von Produkten, die erst Day-ahead bezuschlagt werden) stellen nur eine Vermarktungsabsicht dar und können noch nicht verbindlich sein. <p>Mit diesem Vorgehen, halten wir die Termineinhaltung des Gesamtprojektes zum 10.01.2018 für durchaus machbar.</p>	Datenformate Variable Kosten / (D- 2)- Planungsdaten	SWM Services GmbH

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisation
9	Seite 18	ab Zeile 601	Anmerkung zu möglichen Mehrfachmeldungen an ÜNB + VNB: Eine parallele Meldung der Daten an den VNB für dessen Berechnungsmodelle stellt aus unserer Sicht nur einen geringen Zusatzaufwand dar, sofern Datenumfang und Formate identisch zu der Meldung an den ÜNB sind. Sofern hier ein Bedarf besteht, können wir dem nachkommen.	Vielen Dank für diesen konstruktiven Hinweis. Bei der aktuell vorgesehenen Architektur einer zentralen Datenhaltung wird eine solche Parallelmeldung allerdings nicht erforderlich sein.	SWM Services GmbH
10	Seite 25/26		(Tabelle "Planungsdaten; Tabellenzeilen 9-16) Streichung der 8 Zeilen für die Daten zu arbeitsabhängigen Kosten bzw. Anfahrkosten im Falle der Meldung der Plandaten D-2 nach KWEP/ERRP.	Variable Kosten / (D-2)-Planungsdaten	SWM Services GmbH
11	4	102-109	Es sollte grundsätzlich darauf geachtet werden, sowohl für ÜNBs als auch Erzeuger den zusätzlichen Aufwand durch die GLDPM zu minimieren. Dazu sollten Doppelabfragen (z.B. ERRP-Daten) vermieden werden und neu zu erhebende Daten möglichst an bestehende Formate und Prozesse angegliedert werden. Gleichzeitig ist die Datensicherheit und Vertraulichkeit sicherzustellen. Es finden sich im Papier keine Angaben zur Sicherstellung der Datensicherheit. Diese sind zwingend in das Konsultationspapier aufzunehmen	Datenformate Datensicherheit	Stadtwerke Rostock AG
13	12	441-452	Die ÜNB legen dar, dass eine eigene Berechnung der Merit Order, abgeleitet aus der Information der Nicht-Beanspruchbarkeit und der Grenzkosten zu einem genaueren Ergebnis der Erzeugungsprognose führt. Dem widersprechen wir. Eine Erzeugungsprognose hängt von weiteren Faktoren ab. Bei KWK-Anlagen sind dies insbesondere der Wärmebedarf der Kunden, die Verfügbarkeit alternativer Wärmeerzeuger und die Anforderungen einer sicheren Wärmeversorgung. Nur der Einsatzverantwortliche kennt alle Faktoren. Es sollte deshalb nur der Einsatzverantwortliche eine D+2 Erzeugungsprognose erstellen. Durch die umfassende Sicht auf die jeweilige Erzeugung ,die nur der EIV hat, sollte im Vergleich die D+2 Erzeugungsprognose des EIV auch die höhere Eintrittswahrscheinlichkeit haben. Darüber hinaus sind Grenzkosten der Stromerzeugung stündliche variable Werte, die von den genannten Bedingungen abhängen. Eine Ermittlung der variablen Kosten in Abhängigkeit von der Zeit stellt keine Erleichterung, sondern einen erheblichen Mehraufwand für einen EIV dar.	Variable Kosten / (D-2)-Planungsdaten	Stadtwerke Rostock AG
14	12	441-452	Die Meldung von „verschiedene Bestandteilen der variablen Kosten“ der EIV sind nicht akzeptabel und zu streichen. Zum einen sind variable Kosten der Erzeugung sich laufend verändernden Werte, zum anderen stellen sie sensible Daten der Unternehmen dar. Alternativ können D+2 Erzeugungsprognosen analog der bereits zu meldenden D+1 Werte übermittelt werden.	Variable Kosten / (D-2)-Planungsdaten	Stadtwerke Rostock AG

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisation
15	19	634-638	<p>Ab Zeile 634 wird beschrieben, dass für die D-2 Berechnung des Referenzlastflusses Informationen erforderlich seien, die dem ÜNB eine Einschätzung der Einsatzwahrscheinlichkeit ermöglichen und daher Informationen zu den variablen Kosten angefordert werden.</p> <p>Die variablen Kosten sind keine probate Information, um die Einsatzwahrscheinlichkeit belastbar abzuschätzen. Gerade Stadtwerke (so wie z.B. auch die Stadtwerke Rostock AG) betreiben häufig wärmegeführte Groß-NVR, für die eine Einsatzwahrscheinlichkeit von anderen Faktoren als den variablen Kosten der Stromerzeugung abhängt. Gleichzeitig können für Groß-NVR sehr wohl D-2 Plandaten für die Stromerzeugung bereitgestellt werden, um so die für die Berechnung des Referenzlastflusses erforderlichen Informationen zu liefern.</p> <p>Die Stadtwerke Rostock AG fordern daher, die Anforderung von Informationen zu variablen Kosten hier zu streichen und anstelle dessen eine Anforderung von D-2 Plandaten aufzunehmen. Gleichzeitig regen die Stadtwerke Rostock AG an, die Bereitstellung von D-2 Plandaten an die bereits bestehenden KWEP-Prozesse anzugliedern. Dadurch wird sowohl auf Seiten der Erzeuger als auch der ÜNB der Verarbeitungsaufwand dieser zusätzlichen Daten minimiert.</p>	Datenformate Variable Kosten / (D-2)- Planungsdaten	Stadtwerke Rostock AG
16	20	654	<p>In dem Dokument werden ab Zeile 654 die durch EE-NVR zu liefernden Daten beschrieben. Dabei sind für dargebotsabhängige EE-NVR Daten ressourcenscharf zu melden, sofern die NVR eine Nennleistung von mindestens 10 MW hat. Gleichzeitig ist in dem folgenden Absatz für die Meldung von Planungsdaten des Gesamtportfolios durch den Direktvermarkter keine entsprechende Mindest-Nennleistung von 10 MW formuliert.</p> <p>Durch diese Meldeverpflichtung werden Betreiber, die die Direktvermarktung ihrer EE-NVR selbst durchführen oder Direktvermarkter von EE-NVR, die in Summe eine Nennleistung von weniger als 10 MW aufweisen, unverhältnismäßig belastet. Gleichzeitig sind diese Daten im Vergleich zu den eigentlich gemeinten Direktvermarktern so verschwindend gering, dass sie keinen Mehrwert für das Netzmodell liefern.</p> <p>Die Stadtwerke Rostock AG regen daher an, die Verpflichtung von Direktvermarktern zur Meldung von Planungsdaten an eine Portfoliogröße von mindestens 10 MW zu knüpfen.</p>	EE NVR	Stadtwerke Rostock AG
17	26	762ff	<p>In der Tabelle in Zeile 762 sind auf dieser Seite in den letzten 6 Zeilen die Anforderung von diversen variablen Kosten aufgeführt. Wie in der Stellungnahme zu Seite 19 bereits ausgeführt, ist die Anforderung von variablen Kosten nicht zielführend. Daher sollten diese hier gestrichen und durch die Anforderung von D-2 Plandaten der Erzeugung ersetzt werden. Darüber hinaus ist in Spalte 4 die Grundlage in der GLDPM für die Anforderung von variablen Kosten aufgeführt, die in Art.10.1 g der GLDPM liegen soll. Art.10.1.g legt fest, dass folgende Daten vorgelegt werden müssen: „prognostizierte Wirkleistungserzeugung“. Aus der Verpflichtung zum Vorlegen von Daten zur Prognostizierten Wirkleistungserzeugung in der GLDPM kann keine Verpflichtung zur Lieferung von variablen Kosten abgeleitet werden. Sensible Daten, die regelmäßig zu Betriebsgeheimnissen zählen, hätten unserer Auffassung nach explizit in der GLDPM genannt werden müssen. Es besteht demzufolge keine rechtliche Basis für die Anforderung von Informationen zu variablen Kosten – diese Anforderung ist aus der Tabelle auf Seite 26 zu streichen.</p>	Variable Kosten / (D-2)- Planungsdaten	Stadtwerke Rostock AG

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortet in Abschnitt	Unternehmen / Organisation
18	12	441 bis 452	Die Ausführungen zum Aufwand zur Erstellung von D-2 Prognosen und zur alternativen Bereitstellung der verschiedenen Bestandteile der variablen Kosten treffen nicht zu. Der Aufwand für die Erstellung von D-2 Prognosen ist deutlich geringer als der Aufwand für die Ermittlung der variablen Kosten. Die Einsatzplanung der Anlage erfolgt bereits heute schon und kontinuierliche D-2 Prognosen wären mit relativ geringem Aufwand kurzfristig umsetzbar. Die tägliche Erstellung von variablen Kosten wäre mit zweifelhafter Qualität nur mit großem Aufwand möglich. Das Heranziehen von Preis- und Kostendaten für die Berechnung einer D-2 Prognose ist für Erzeugungsanlagen mit einer wärmegeführten Fahrweise ohnehin nicht zielführend, da die Fahrweise nicht ausschließlich strommarktgesteuert ist. Bei der Einsatzplanung der Anlage spielen lokale Faktoren mit vielfältigen Interdependenzen im Wärmenetz eine wichtige Rolle. Die Einsatzplanung des Betreibers einer wärmegeführten Anlage prognostiziert den Einsatz der wärmegeführten Erzeugungsanlagen mit großer Wahrscheinlichkeit immer besser, als eine Prognose des Übertragungsnetzbetreibers dies auf Basis von variablen Kosten je könnte. Gegebenenfalls könnte die Prognosegüte der Plandaten vereinheitlicht werden, wenn der ÜNB seine eigene Preisprognose für die Generierung der D-2 Prognosen zur Verfügung stellt. Aus diesem Grund fordern wir die Streichung der Übermittlung von Kostendaten und die Ersetzung durch D-2 Prognosedaten des Anlagenbetreibers. Die Datenbereitstellung sollte für die Anlagenbetreiber mit möglichst wenig Aufwand verbunden sein und keine weiteren Implementierungskosten verursachen. Aus diesem Grund fordern wir bei der Umsetzung auf die ERRP-Prozesse aufzubauen. Mindestens sollte es dem Betreiber einer wärmegeführten Erzeugungsanlage freigestellt sein, eine eigene Einsatzprognose oder Kostendaten zu liefern.	Datenformate Variable Kosten / (D-2)-Planungsdaten	Neubrandenburger Stadtwerke GmbH
19	26		Die Übermittlung von variablen Kosten sollte gestrichen oder mindestens optional zur Übermittlung von D-2 Plandaten für die Erzeugung gefordert werden. Wie bereits in den Anmerkungen zu Seite 12 beschrieben, ist der Aufwand zur Generierung dieser Daten unverhältnismäßig hoch und führt darüber hinaus zu kaum belastbaren Prognoseergebnissen. Des Weiteren ist zweifelhaft, ob die Erhebung dieser Daten überhaupt statthaft und durch die Rechtsgrundlage gedeckt ist, da mit Lieferung von Anlagenbetreiber-Plandaten eine sowohl für Erzeugungsanlagenbetreiber als auch für den Übertragungsnetzbetreiber kostengünstigere und insgesamt qualitativ bessere Alternative bestehen würde.	Variable Kosten / (D-2)-Planungsdaten	Neubrandenburger Stadtwerke GmbH
20	S.19	637	Vorschlag: Für diese Erzeugungsanlagen werden daher zusätzlich zum KWEP-1 - Prozess Informationen zu den D-2-Planungsdaten angefordert. Anmerkung: Streichung der Übermittlung von Kostendaten und Ersetzung durch D-2-Planungsdaten durch die primären Dateneigentümer der Anlagenbetreiber kann den möglichen Einsatz seiner Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen besser abschätzen als ein Modell des Netzbetreibers für Datenübermittlungsprozess/ -format der D-2-Prognosedaten ist der bestehende ERRP-Datenlieferungsprozess zu erweitern und zur Anwendung zu bringen	Datenformate Variable Kosten / (D-2)-Planungsdaten	Stadtwerke Leipzig GmbH

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisationen
21	S. 20	658	Anmerkung: Bitte den Adressatenkreis präzisieren, gilt die Spannungsebene 110KV als Auswahlkriterium ("... in Analogie zu den Groß-NVR...") oder sind alle Anlagen mit einer Nennleistung von mind. 10 MW unabhängig der Spannungsebene zur Datenübermittlung verpflichtet	Redaktionelle Änderungen	Stadtwerke Leipzig GmbH
22	S.24	753	Anmerkung: die Planungsdaten haben den Charakter von Prognosedaten und sind als solche auch im Rahmen ihrer Wertung entsprechend einzustufen, die Planungsdaten unterliegen keiner Pönalisierung	Variable Kosten / (D-2)-Planungsdaten	Stadtwerke Leipzig GmbH
23	S.25	762	Anmerkung: Bei vielen kleineren EEG Anlagen ist keine 24/7-Erfassung von validierten technischen Nichtbeanspruchbarkeiten möglich. Somit ist eine vollständige Meldung aller EE-NVR nicht möglich, ist bei der Weiterverarbeitung der Daten entsprechend zu berücksichtigen.	EE NVR	Stadtwerke Leipzig GmbH
24	S.5	132	Anmerkung für gesamtes Dokument:Bisher gibt es im Konsultationsdokument keine Hinweise zum Umgang mit Datensicherheit. Es sollten die aktuellen Standards für IT-Sicherheit (IT-SIG) und Datenschutz eingehalten werden, um z.B. eine Manipulation der Daten wirksam zu schützen. Dies ist zwingend zu ergänzen.Dabei zu berücksichtigen sind insbesondere auch nachfolgende Punkte:- Der Datentransfer muss durch Verschlüsselung, Versand über Zertifikate, sichere Übertragungsprotokolle oder anderweitig hinreichend gesichert sein- Der Datenzugriff darf nur für Berechtigte und Behörden möglich sein; dazu ist ein Rollensystem oder ein geeignetes anderes Zugriffsrechtssystem zu entwickeln; insbesondere ist dabei darauf zu achten , dass es bei den Zugriffen nicht zu Interessenskonflikten im Sinne der Marktintegrität (REMIT) kommt- Die Datenspeicherung soll nur so lange erfolgen, wie ein nachgewiesener Bedarf oder dies bezügliche gesetzliche Vorgaben bestehen; eine Datenweitergabe an Dritte (außer Behörden, ÜNB, VNB mit berechtigten Ansprüchen) sollte ausgeschlossen sein	Datensicherheit	Stadtwerke Leipzig GmbH
25	4	98.99	Wie ist konkret sichergestellt, dass die Daten (auf die der ÜNB keinen Anspruch hat, da sie ihm nicht auf einer anderen gesetzlichen oder vertraglichen Grundlage zur Verfügung gestellt werden müssen), für eigene Zwecke (z.B. Eingriffe HGÜ Offshorewind) ge-/mißbraucht, um sich so möglichen Entschädigungsansprüchen zu entziehen bzw. diese zu reduzieren?	Datensicherheit	WindMW GmbH

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisationen
26	1		Sehr geehrte Damen, sehr geehrte Herren, wir bitten Sie um Berücksichtigung unserer Anmerkungen gemäß hochgeladenem File. Das Original-Schreiben wurde darüber hinaus an die TransnetBW versandt. Mit freundlichen Grüßen Bernd Preißendörfer	Variable Kosten / (D-2)-Planungsdaten Datensicherheit Vermeidung von Doppelmeldungen	Grosskraftwerk Mannheim Aktiengesellschaft
27	12	445-450	Nach Artikel 10 1.g ENTSO E Vorschlag vom 13.05.2016 wird eine prognostizierbare Wirkleistungserzeugung gefordert. Ein Erstellung einer Merit Order Liste für die Kapazitätsberechnung sowie für die Optimierung der Netzmodelle sehen wir nicht als zielführend an, da ein Erzeuger bedeutend besser abschätzen kann wie seine Anlage eingesetzt wird. Zusätzlich kann der Einsatzverantwortliche auch seine D-2 Prognosedaten ergänzend zu den bestehenden Datenlieferpflichten nach ERRP bereitstellen. Weiterhin ist eine Benennung der variablen Grenzkosten von wärmegeführten Anlagen nicht zielführend, da an dieser Stelle die Versorgungssicherheit der Wärmeversorgung im Vordergrund steht und immer eine Abhängigkeit von Verfügbarkeiten anderer Wärmeerzeugungsanlagen besteht. Wichtig ist auch die Definition Intaday, Day Ahead, welche sich an die gängige Marktpraxis anlehnen sollte. Zum ENTSO-E Vorschlag in Artikel 16 kann es zu Widersprüchen führen. Frage: Wie werden Jahres- und Monatsmeldungen ausgestaltet?	Variable Kosten / (D-2)-Planungsdaten Redaktionelle Änderungen (eine Rückfrage ist noch offen)	DREWAG - Stadtwerke Dresden GmbH
28	20	661	Neben der Unterscheidung des Direktvermarktungsgesamtportfolios nach dargebotsabhängig oder nicht dargebotsabhängig erfolgen zusätzlich noch weitere Unterscheidungen: • Anlagenpark am Netzeinspeisepunkt >10 MW ja/nein • am Hochspannungsnetz angeschlossen ja/nein • Regelzone Frage: Welche Rolle nimmt der Verteilnetzbetreiber ein? Frage: Müssen EE Einspeiseanlagen welche am Mittelspannungsnetz angeschlossen sind und größer 10 MW sind betrachtet werden?	Datenwege EE NVR	DREWAG - Stadtwerke Dresden GmbH
29	24	758	Marktbasierte Abregelungen erfolgt auf das gesamte Portfolio eines EIV pro Regelzone. Nichtbeanspruchbarkeiten erfolgt bezogen auf einen Anlagenpark. Frage: Wie und nach welchem Mechanismus erfolgt die Zuordnung der einzelnen Nichtbeanspruchbarkeiten zu den einzelnen Direktvermarktungsportfoliounterscheidungen im Prozess?	EE NVR	DREWAG - Stadtwerke Dresden GmbH
30	20	667	Zur Klarstellung sollte an dieser Stelle die betroffenen Netzebenen definiert werden.	Redaktionelle Änderungen	DREWAG - Stadtwerke Dresden GmbH
31	29	779	Es sollte angestrebt werden die bestehenden Formate des ERRP (BK-6-13-200) zu nutzen. Bei erheblichen Formatanpassungen wird die Umsetzungsfrist bis zum 18.01.2018 unwahrscheinlich.	Datenformate	DREWAG - Stadtwerke Dresden GmbH

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisationen
32	1	1	Anbei erhalten Sie eine kompakte kumulierende Stellungnahme des VCI mit der Bitte um Berücksichtigung. Flankierend übermitteln wir unsere einzelnen Anmerkungen über das bereitgestellte Web-Formular.	Alle im Rahmen der Konsultation als Fließtexte übermittelten Stellungnahmen werden mit dieser Liste veröffentlicht, soweit die Einsenderin oder der Einsender dem nicht widersprochen hat.	Verband der Chemischen Industrie e.V.
33	23	744.748	Einige aufgeführte Stammdaten sollten dem Marktstammdatenregister (MaStR) entnommen werden. Die Datenverantwortung für Bestandseinheiten im Rahmen des MaStR kann von den Betreibern bereits vor dem 30. Juni 2019 übernommen werden. Zumindest Betreiber für Erzeugungs- und Lasteinheiten, die die Datenverantwortung für die Stammdaten ihrer Bestandseinheiten im Rahmen des Marktstammdatenregisters übernommen haben, sollten diese nicht zusätzlich über den KWEP-1-/GLDPM-Prozess abbilden müssen.	Stammdaten Vermeidung von Doppelmeldungen	Verband der Chemischen Industrie e.V.
34	25	762	Einige der zur Abfrage vorgesehenen Planungsdaten, wie beispielsweise Regelleistungsvorhaltung (ohnein bereits Bestandteil des KWEP-1-Prozesses) und Lastflexibilitätpotenzial sind den ÜNB über deren eigene Vermarktungsinstrumente bekannt und sollten – zur Vermeidung redundanter Prozesse für die Marktteilnehmer – nicht zusätzlich über den GLDPM-Prozess gemeldet werden müssen (vgl. dazu auch Artikel 3, Nr. 1 des GLDPM-Vorschlags).	Vermeidung von Doppelmeldungen	Verband der Chemischen Industrie e.V.

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisation
35	3 - 30		<p>Anmerkungen E.ON Erzeugung / Direktvermarktung</p> <p>Sehr geehrte Damen und Herren,</p> <p>die von der GLDPM betroffenen E.ON Gesellschaften haben sich an der Ausarbeitung der BDEW-Stellungnahme zum GLDPM-Konsultationsdokument beteiligt.</p> <p>Wir unterstützen deshalb die BDEW-Stellungnahme hiermit ausdrücklich! Aus unserer Sicht gibt es aber noch weitere Detailfragen, die im Rahmen der Prozessbeschreibungen schnell geklärt werden müssen.</p> <p>Gegebenenfalls werden die E.ON VNBs eine separate Stellungnahme übermitteln.</p>	Beantwortung der in dem erwähnten Dokument aufgeworfenen inhaltlichen Fragen erfolgt in den anderen Zeilen dieser Tabelle sowie im Antwortdokument. Diese Anmerkung wurde in der Übersicht belassen um klarzustellen, dass die genannten Unternehmen die Stellungnahme des BDEW unterstützen.	E.ON Energie Deutschland GmbH E.ON Climate & Renewables GmbH E.ON Energy Projects GmbH E.ON Connecting Energies GmbH PreussenElektra GmbH / Energiewirtschaft
36	19	635	<p>Der VCI weist darauf hin, dass die Einsatzplanung industrieller Kraftwerke nur mittelbar mit den variablen Kosten verknüpft ist, da die Kraftwerke im Rahmen des jeweiligen Kraft-Wärme-Verbundes teilweise wärmegeführt gefahren werden und an Industriestandorten besondere Anforderungen an Versorgungssicherheit und Redundanzen gestellt werden. Überdies stellen die ÜNB keine diesbezügliche Berechnungsmethode zur Verfügung. Die Lastprofile von Industrieparks, welche i.d.R. an die Hochspannungsebene angeschlossen sind, sind den ÜNB zumeist wohlbekannt und hinreichend prognostizierbar.</p> <p>Von einer Meldepflicht variabler Kosten sollte daher abgesehen werden. Dies gilt auch für S-NVR. Grundsätzlich sollten keine über den KWEP-1-Prozess hinausgehenden Daten abgefragt werden.</p>	Variable Kosten / (D-2)-Planungsdaten	VCI
37	20	674	<p>S-NVR mit einer Nennleistung von mindestens 10 MW sollen gemäß dem Konsultations-dokument künftig Mitteilungspflichten analog zum KWEP-1-Prozess unterliegen, obwohl diese nicht unter die Pflichten gemäß Beschluss BK6-13-200 fallen. Der Einsatzverantwortliche ist gemäß diesem Beschluss zu einer 24/7-Datenbereitstellung verpflichtet.</p> <p>Anlagenbetreiber, die nicht in den Adressatenkreis des Beschlusses BK6-13-200 fallen (Anschluss der Anlagen an die Spannungsebene 110 kV oder höher), sollten nicht zu Datenübermittlungen analog KWEP-1 verpflichtet werden. Hilfsweise sollten entsprechende Übermittlungspflichten zumindest keine 24/7-Datenbereitstellung von den Einsatzverantwortlichen erfordern.</p>	Datenformate	VCI

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisation
38	26	762	Nach Artikel 3 Abs. 2 GLDPM-Vorschlag sind die ÜNB nicht berechtigt, Daten einzufordern, die nicht ausdrücklich in der Methode beschrieben werden. Vor diesem Hintergrund sollte insbesondere auf die Erhebung der Daten auf Seite 26 im vorgelegten Konsultationsdokument verzichtet werden (Randnummer 762). Gleiches gilt für die Einbeziehung von Netz-, Erzeugungs- und Lastenheiten, die nicht Teil der regionalen Betriebsanalysen sind. Auch diesbezüglich sollte auf eine Erhebung verzichtet werden.	Rechtliche Grundlagen Variable Kosten / (D-2)-Planungsdaten Regionale Betriebssicherheitsanalyse	VCI
39	19	617 ff	Bezugnehmend auf die KWEP-1/ERRP-Prozesse, sollte sichergestellt werden, dass keine Informationen abgefragt werden, die ausschließlich der Logik von konventionellen Kondensationskraftwerken folgt, sondern auch Belange von komplexeren Industriekraftwerken berücksichtigt. Diesbezüglich wäre es z. B. im Fall von Industrieparks sinnvoll, optional eine kumulierte Bildung aller Anlagendaten zu einem virtuellen Kraftwerke je Netzanschlusspunkt zu ermöglichen. Den Marktteilnehmern sollte gestattet werden, mit den ÜNB bilateral abgestimmte Datenlieferungen zur vereinbaren, z. B. virtuelle W-Codes, wenn sichergestellt wird, dass hiermit ein hinreichender Informationsgehalt für den ÜNB erreicht wird.	Behandlung von Industrieparks	VCI
40	8	235 ff	Aufgrund der im Rahmen des GLDPM-Prozesses zu handhabenden Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse sollte gewährleistet sein, dass keine unberechtigte Weitergabe an Dritte erfolgt. Die im GLDPM-Vorschlag und der Verordnung 2015/1222 festgeschriebenen Vertraulichkeitsverpflichtungen sind unbedingt einzuhalten und durchzusetzen. Auch sollten die zu liefernden Daten nur für den Zweck der Erstellung des Einzelnetzmodelles der vier deutschen ÜNB eingesetzt werden. Weiterhin sind seitens der ÜNB die Vorgaben der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 zu beachten; die Meldevorgaben müssen die Übermittlung von Insiderinformationen ausschließen.	Datensicherheit	VCI
41	6	182	Die vorgesehenen Umsetzungsfristen erachtet der VCI als unrealistisch. Dies gilt insbesondere für Marktteilnehmer, die neue Systeme implementieren müssen, z. B. Stromverbraucher mit einer Netzanschlusskapazität von 50 MVA. Für die Implementierung sind die Marktteilnehmer auf wenige Anbieter angewiesen, die mit einer Implementierung erst beginnen, wenn genügend Kundenaufträge eingegangen sind. Da die Spezifikation seitens der ÜNB erst kurz vor den Sommerferien fertiggestellt wird, kann mit den normalen Beschaffungsprozessen nicht vor September begonnen werden. Sofern für die Datenbereitstellung neue Prozesse erforderlich wären, ist der geplante Implementierungstermin zum 11. Januar 2018 mit einer adäquaten Meldequalität nicht zu halten.	Umsetzungszeitraum	VCI
42	1		Die TEN schließt sich der Stellungnahme des BDEW zum Konsultationsdokument „Umsetzung der GLDPM in Deutschland“ der ÜNB vom 31.03.2017 mit folgender Ergänzung an. Die in der BDEW-Stellungnahme angeführten zu kurzen Umsetzungsfristen werden durch den Sachverhalt, dass das Netz- und Datenmodell für die Datenbereitstellung noch grundlegend abzustimmen ist, weiter verschärft.	Umsetzungszeitraum	TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisation
43	26	762	<p>(Tabellenbezeichnung 5.2.2 Planungsdaten Erzeugung)</p> <p>Variable Kosten der Erzeuger sind ein relevantes Geschäftsgeheimnis im wettbewerblichen Umfeld. Wir lehnen die Meldung von arbeitsabhängigen Kosten und Anfahrtskosten wie in Tabelle 5.2.2 gefordert ab. Stattdessen schlagen wir vor, dass die Erzeuger die prognostizierte Wirkleistungserzeugung D-2 direkt melden.</p> <p>Dies hätte mehrere Vorteile:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Wettbewerbliche Geschäftsgeheimnisse werden gewahrt. 2. Höhere Prognosegenauigkeit: Die eigene Prognose trifft für das individuelle Kraftwerk besser zu als die Abschätzung der Einsatzwahrscheinlichkeit durch das allgemeine Modell der ÜNB. 3. Datentransfer erleichtert: Bei bestehendem ERRP-Datenlieferungen müsste nur der Zeitraum für die zu liefernden Prognosedaten erweitert werden. 	Datenformate Variable Kosten / (D-2)- Planungsdaten	MVV Energie AG
44	20	671	<p>Wir bitten um Klarstellung, dass Müllheizkraftwerke grundsätzlich nicht stromgeführt sind und deshalb grundsätzlich von der Meldepflicht auszunehmen sind.</p> <p>Begründung:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Unsere MHKW sind in der Stromproduktion abhängig von der Dampfabnahme der Industriekunden, die wir nicht beeinflussen können. Abweichungen sind daher nicht vorherzusehen und nicht zu vermeiden. • Auch die Inhomogenität des Abfalls bringt eine schwankende und nicht prognostizierbare Dampferzeugung mit sich. • Das Ausfallrisiko von Abfallkesseln ist höher als bei konventionellen Anlage (z. B. Gas), da Abfallkessel über deutlich mehr mechanische Einrichtungen (Sonderthema Abfall) verfügen und der Abfall korrosiv ist. • Abfallanlagen müssen darüber hinaus einen Entsorgungsauftrag erfüllen, so dass eine Anpassung der Dampferzeugung nur zu Ungunsten des Abfalldurchsatzes mit zusätzlichem technischem Aufwand möglich wäre. 	Müllheizkraftwerke und Müllverbrennungsanlagen	MVV Energie AG
45	Seite 19 (allgemein) und Seite 25 (spezifisch)		<p>(Tabellenbezeichnung Planungsdaten /arbeitsabhängige Kosten)</p> <p>Wir unterstützen explizit die im BDEW vereinbarte Sicht, dass die Abfrage von Preis-/Kostendaten (arbeitsabhängige Kosten) durch eine Meldung von Prognosedaten in t-2 an den Netzbetreiber ersetzt werden soll. Da die Daten der Evaluierung möglicher Netzengpässe dienen, kann der Anlagenbetreiber den möglichen Einsatz seiner Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen besser abschätzen als ein Modell des Netzbetreibers. Dazu kommt, dass bei Preis- und Kostendaten ggf. Widersprüche auftreten können, wenn anderweitig vorhandene Informationen (z. B. aus noch abzuschließenden Redispatch-Vereinbarungen) nicht identisch sind. Die Verwendung von t-2-Prognosedaten erleichtert weiterhin den Datentransfer, da der bestehende ERRP-Prozess genutzt werden kann. Wir unterstützen daher den BDEW in seiner Forderung die Übermittlung von Kostendaten zu streichen und durch eine einmalige Übermittlung von t-2-Prognosedaten zu ersetzen. Diese sollten im ERRP-Format übermittelt werden; die Einführung eines neuen Formats sollte in jedem Fall vermieden werden.</p>	Datenformate Variable Kosten / (D-2)- Planungsdaten	EnBW

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisation
46	ab Seite 23 /Kapitel 5.2. Erzeugung	735	Forderung: keine Doppel-/Mehrfachmeldungen: Erzeuger erfüllen bereits heute umfangreiche Meldepflichtungen aus verschiedensten Anforderungen. Wir sind der festen Auffassung, dass auch im Rahmen der Umsetzung der GLDPM grundsätzlich immer auf bereits vorliegende Daten zurückgegriffen wird, um den Zusatzaufwand für Neumeldungen zu minimieren. Ebenso sind wir der Auffassung, dass Daten nur einmal zu melden. Falls verschiedene Stakeholder berechtigtes Interesse an spezifischen Daten haben, ist eine Regelung zwischen diesen zu treffen, wie ein Datenaustausch erfolgt. Eine Zusatzbelastung der Erzeuger lehnen wir ab.	Vermeidung von Doppelmeldungen	EnBW
47	Seite 23	748	Die in der Tabelle dargestellten Stammdaten sind nicht vom konventionellen Bereich auf Portfoliomeldungen der Direktvermarkter übertragbar. Insbesondere der Display-name und der W-Code existieren für EE-Anlagen nicht bzw. sind nicht vergeben. Die beiden Daten sollten daher gestrichen werden. Stattdessen sollte an dieser Stelle ein Identifikator gewählt werden, der bereits vorliegt, beispielsweise die die Zählpunktbezeichnung oder später die Lokationsnummer. Grundsätzlich sehen wir hier noch deutlichen Klärungsbedarf. Grundsätzlich sollte der Stammdatenaustausch bei EEG-Direktvermarktern ebenfalls auf Portfolioebene erfolgen, weil eine anlagenscharfe Abbildung mit sehr vielen Kleinanlagen und täglichen Änderungen über einen manuellen Excel-Prozess nicht sinnvoll umsetzbar ist. Bei der Meldung von Stammdaten ist außerdem auf bestehenden Register und Meldungen so weit es möglich ist zurückzugreifen. Zu nennen sind hier beispielsweise das Marktstammdatenregister oder die jährlichen Testierung der EEG-Abrechnungen, die ebenfalls an die ÜNB übermittelt werden. Der Prozess "Datenlieferung durch den Direktvermarkter" sollte lediglich für Prognosedaten gelten.	EE NVR	EnBW
48	Seite 25	762	(bezieht sich auf Tabellenzeile 3) Die theoretisch vermarktbar Regelleistung liegt dem jeweiligen ÜNB bereits vor, da auch diese Anlagen im Pool angeboten werden (können) und ggf. als Reserveabsicherung dienen.	EE NVR	EnBW
49	Seite 23	ab 762	(bezieht sich auf Tabellenzeile 5) Markbasierte Abregelungen erfolgen marktgetrieben und sind deshalb nicht wirklich vorab belastbar zu melden.	EE NVR	EnBW
50	1-30	1-822	Generelle Anmerkung: Wir stimmen der BDEW Stellungnahme zum Konsultationsdokument „Umsetzung der GLDPM in Deutschland“ der ÜNB und dem weiteren Schreiben „Beitrag deutscher Verteilnetzbetreiber zur Konsultation der nationalen Umsetzung der Generation and Load Data Provision Methodology (GLDPM) der deutschen Übertragungsnetzbetreiber 7. April 2017“ vollumfänglich zu. Wir verzichten deshalb auf die Wiederholung der einzelnen Punkte aus diesen beiden Dokumente und konzentrieren uns nur auf die Ergänzungen, die dort noch nicht berücksichtigt sind bzw. formulieren in einem Punkt eine aus unserer Sicht notwendige Präzisierung um unnötigen Datenaustausch zu vermeiden, den sie ebenfalls in dem Gespräch am 3.4.2017 beim BDEW erkannt haben.	----- ---	SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisation
51	3	63-65	<p>„Die europäischen Regulierungsbehörden haben einige Änderungen an dem Entwurf CGMM verlangt; perspektivisch wird im Mai 2017 eine genehmigte Fassung vorliegen.“</p> <p>Ergänzung: „Änderungen der genehmigten Fassung CGMM mit Wirkung auf das Konsultationsdokument – Stand: 10.02.2017 werden nach deren Vorliegen erneut konsultiert“</p> <p>Begründung: Eine Konsultation kann sich nur auf den veröffentlichten Stand zu Beginn der Konsultation vom 10.02.2017 beziehen. Konsultationsende 07.04.2017. Jegliche Anmerkungen auf Inhalte, die noch geändert werden sind formal unwirksam. Somit ist es zwingend erforderlich, die Konsultation nochmals durchzuführen ggf. sogar vollständig zu wiederholen, je nach Umfang und Auswirkung auf das vorliegende Konsultationsdokument der angekündigten Änderungen. Hinweis: Es wäre zu prüfen, ob die Konsultation rechtens ist.</p>	<p>Relevant für die GLDPM-Umsetzung ist die GLDPM; nicht die CGMM. Die GLDPM ist bereits genehmigt.</p> <p>Verfahren</p>	SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG
53			Die Einführung einer lastflussbasierten Kapazitätsberechnung wird von Uniper unterstützt. Die Optimierung verfügbarer Kapazität mit dem Ziel die Effizienz des Netzes weiter zu steigern ist sinnvoll. Allerdings führt jede weitere verpflichtende Datenmeldung zu zusätzlich Aufwand in der IT und bei der Administration. Diese Kosten müssen aktuelle durch die Eigentümer der Anlagen getragen werden. Diese stehen im Wettbewerb und unterliegen nicht der Anreizregulierung in der betriebsnotwendige Kosten über die Netzentgelte gewälzt werden können. Daher sollte der Mehrwert bzw. Nutzen für jede geforderte Date nochmals kritisch hinterfragt werden. Grundsätzlich sollten die Kosten des Eigentümers durch alle Konsumenten, die von dieser Kapazitätsberechnung partizipieren, getragen werden. Daher sollte der ÜNB die Kosten dem Eigentümer erstatten und diese gleichermaßen, wie bei Kosten für die Kapazitätsberechnung, über die Netzentgelte wälzen.	Kostenbelastung	UNIPER AG
54			Bei einzelnen geforderten Daten können keine validen Daten gemeldet werden. Insbesondere für Planungsdaten, die für den Day-Ahead-Kapazitätsberechnungszeitbereich 15:15 Uhr zwei Tage vor dem Erfüllungszeitpunkt erfolgen sollen, liegen keine validen Daten oder Basisdaten zur Berechnung der geforderten Datenmeldung vor. Folglich sind diese Daten unverbindlich und möglicherweise nur bedingt für eine Kapazitätsberechnung geeignet. Die Notwendigkeit dieser Datenmeldungen sollte bei der finalen Ausgestaltung der „Generation and Load Data Provision Methodology“ (GLDPM) nochmals evaluiert werden. In den folgenden Abschnitten wird hierzu nochmals detailliert eingegangen.	Variable Kosten / (D-2)-Planungsdaten	UNIPER AG
55			Die geforderten Planungsdaten die Erzeugungskosten umfassen, stellen Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse dar. Uniper möchte hiermit ausdrücklich darauf hinweisen, dass dies bei der Ausgestaltung des Datentransfers und der Datenspeicherung berücksichtigt wird. Zudem muss sichergestellt werden, dass der Zugriff auf die Daten nur für Berechtigte und Behörden möglich ist und die Daten ausschließlich für die Kapazitätsberechnung genutzt werden, insbesondere vor dem Hintergrund der Marktintegrität. Eine Weitergabe oder anderweitige Nutzung der Daten darf nur mit ausdrücklicher schriftlicher Zustimmung des Anlageneigentümers erfolgen.	Datensicherheit	UNIPER AG
56			Die Umsetzung innerhalb von 6 Monaten wird sehr kritisch bewertet. Dies gilt besonders für die Bereitstellung und Übermittlung der Planungsdaten, die künftig zweimal am Tag erfolgen soll, für die Day-Ahead und die Intraday-Berechnung. Diese kann nur mit Unterstützung von IT erfolgen. Vor dem Hintergrund, dass der Eigentümer der Anlage die Pflicht zur Datenlieferung hat und mit der GLDPM vor allem „kleinere“ Anlagen, die nicht bereits Daten über den ERRP-Prozess melden, betroffen sind, ist der Implementierungszeitraum von 6 Monaten deutlich zu knapp bemessen.	Umsetzungszeitraum	UNIPER AG
57			Die GLDPM sollte auf dem bestehenden ERRP aufgesetzt werden. Datenformate und Schnittstellen sollten übernommen werden. Ein weiteres Datenformat oder eine zusätzlich Schnittstelle ist zu vermeiden.	Datenformate	UNIPER AG

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisation
58			<p>In den Guideline on capacity allocation and congestion management (CACM) wird im Artikel 16 geregelt, dass Erzeugungs- und Lasteinheiten Daten bereitstellen. Folglich kann der ÜNB gegenüber den Eigentümern der Anlagen die Daten einfordern. Die GLDPM richtet sich dementsprechend an die Eigentümer von Anlagen. Dies sollte im Dokument klar gestellt werden. Inwieweit der Eigentümer selbst oder durch einen Gehilfen die Daten bereit-stellt sollte hierbei irrelevant sein. Die Granularität der Datenmeldung und die Datenübermittlung sind darauf abzustellen, dass der Eigentümer der Anlage dieser Anforderung nachkommen muss.</p> <p>Insbesondere in Bezug auf die Meldung von Planungsdaten für EE-NVR ist dies im Konsultationsdo-kument nicht konsistent. In den Zeilen 661 bis 663 wird der Direktvermarkter aufgeführt die Meldung zu tätigen. Vor dem Hintergrund, dass der Eigentümer die Pflicht zu Datenmeldung hat, sollten mög-liche Ansätze zur Datenmeldung durch einen Dritten (Dienstleister) eindeutig im Dokument gekenn-zeichnet werden. Des Weiteren stellen sie lediglich Beispiele dar, die keine bindende Wirkung haben.</p> <p>Dessen ungeachtet ist eine Datenmeldung durch den Direktvermarkter nicht grundsätzlich möglich bzw. sinnvoll. Die Funktion des Direktvermarkters ist ein gängiges und verbreitetes Modell in Deutschland. In diesem erfolgt die Vermarktung durch einen Dienstleister, dem Direktvermarkter. Dieser bündelt in den meisten Fällen Anlagen mehrerer Eigentümer. Eine eigentümerscharfe Portfolio-Meldung wäre folglich nicht ohne weiteres möglich. Auch fehlt dem Direktvermarkter in den meisten Fällen der direkte Zugriff zu den validen Daten. Zudem kann es sein, dass ein Eigentümer seine Anlagen über verschiedene Direktvermarkter vermarktet. Es besteht folglich eine n:m Beziehung zwischen Eigentümer und Direktvermarkter. Ferner besteht die Möglichkeit, dass der Eigentümer den Direktvermarkter wechselt, eine statische Zuordnung ist nicht gegeben. Das Portfolio des Direktvermarkters unterliegt dementsprechend Änderungen, die insbesondere durch Wechsel des Direktvermarkters, durch neue Anlagen sowie durch Abschaltung alter Anlagen hervorgerufen wer-den. Die Meldung pro Portfolio, wie in den Zeilen 661-663 des Konsultations-dokumentes beschrie-ben, unterliegt damit einer gewissen Dynamik, die der ÜNB nicht nachvollziehen kann und somit die Meldung nicht auf Plausibilität prüfen kann.</p> <p>Die zuvor aufgeführten Argumente sprechen eindeutig dafür, dass der Eigentümer der Anlage die Daten und insbesondere die Planungsdaten an den ÜNB übermittelt. Damit wird sichergestellt, dass die Daten validiert und zugeordnet werden können.</p>	Datenwege	UNIPER AG
59			<p>Eine eindeutige Definition auf welches Informationsobjekt die Datenmeldung abstellt fehlt. Bei der Anlage des W-Codes ist dies essentiell, damit konsistente Datenmeldungen generiert werden.Die verwendeten Begriffe „Anschlusspunkt“ und „detailliert abgebildete Erzeugungseinheit“ wird nicht ausreichend genau definiert. Zudem sollte unseres Erachtens das Ziel sein, dass eine 1:1 Zuord-nung von Stamm- und Planungsdaten möglich ist.Der W-Code sollte der Primärschlüssel für die Kommunikation sein. Zudem sollte der Datenaus-tauschprozess im Rahmen des Energieinformationsnetzes (ERRP) berücksichtigt werden.Daher sollte der Begriff „Anlage“ definiert und für alle Arten von NVR genutzt werden. Folgendes sollte bei der Stammdatenanlage einer „Anlage“ berücksichtigt werden, dass eine Anlage:- einen W-Code hat,- mehrere „Maschinen“ enthalten kann,- mehrere Netzanschlusspunkte besitzen kann und- an mehreren Spannungsebene angeschlossen sein kann.EE-NVR müssen in Zukunft einen W-Code besitzen. In vielen Fällen erfolgt gegenwärtig die Identifikation und Kommunikation bei EE-NVR zwischen Eigentümer, Direktvermarkter, Verteilnetzbetreiber und ggf. einem Fernsteuerungsdienstleister über den Zählpunkt. Wenn bei der Beantragung des W-Codes berücksichtigt wird, dass jede Anlage nur einen W-Code sowie nur einen Zählpunkt hat, dann stellt die Umstellung auf den W-Code als Primärschlüssel kein Hindernis dar.</p>	Vermeidung von Doppelmeldungen	UNIPER AG

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisation
60			<p>Die Notwendigkeit dieser Datenmeldung erschließt sich uns nicht. Die Informationen für den Day-Ahead Prozess liegen dem ÜNB bereits vor. Durch die Präqualifikation ist die Regelleistung für jede Anlage bekannt. Die Ausschreibung der Regelleistung erfolgt durch den ÜNB. Mit Bezuschlagung der Lose aus der Ausschreibung kennt der ÜNB die vorzuhaltende Regelleistung je präqualifizierten Regelleistungspool.</p> <p>Bereits heute erfolgt die Ausschreibung für Minutenreserve täglich. Für die Sekundärregelleistung ist eine tägliche Ausschreibung in Diskussion. Folglich kann für die Regelleistungsvorhaltung d-2 15:15Uhr nur eine Planung gemeldet werden, da die Vergabe beispielweise der Minutenreserve erst 11:00 Uhr am Vortag (d-1) erfolgt. Eine Planung (Erwartungshaltung) der zu erwartenden Regelleistungsvorhaltung ist von sehr vielen Prämissen jedes Anlagenbetreibers abhängig und folglich subjektiv. Nach unserer Auffassung kann diese Information für die Kapazitätsberechnung nicht genutzt werden. Die Daten sind höchstwahrscheinlich nicht konsistent und lassen kein objektives Bild über die zu erwartende Regelleistungsvorhaltung zu. Eine ausreichend genaue Bestimmung der geografischen Verteilung der Regelleistungsvorhaltung ist unseres Erachtens auf dieser Basis nicht möglich. Dessen ungeachtet kann sich die konkrete Zuordnung von Anlagen im Regelleistungspool bis kurz vor Abruf ändern.</p> <p>Abschließend sollte aus den zuvor genannten Gründen zumindest auf die Meldung am Vorvortag (d-2) verzichtet werden, da sie keinen relevanten Mehrertrag an Informationen bietet, oder sie nur auf die Regelleistungsprodukte abstellt bei denen das Ausschreibungsende vor dem Zeitpunkt der Datenübermittlung liegt.</p>	Regelleistung	UNIPER AG
61			<p>Die Entscheidung zur marktbasierter Abregelung von Anlagen und insbesondere der EE-NVR wird frühestens mit Schließung des Intraday-Marktes, also 15min vor Erfüllung, getroffen. Folglich kann zum Zeitpunkt des Day-Ahead- und Intraday-Prozesses der Kapazitätsberechnung keine Aussage zur marktbasierter Abregelung getroffen werden. Mit anderen Worten mit Schließung des Day-Ahead Marktes kann keine hinreichend verlässliche Aussage über die marktbasierter Abregelung getroffen werden.</p> <p>Dementsprechend kann, wie in den Zeilen 492-498 des Konsultationsdokumentes beschrieben, diese Datenmeldung nicht zur besseren Vorhersehbarkeit der beschriebenen Situation beitragen. Vor diesem Hintergrund führt die Datenmeldung „marktbasierter Abregelung“ zu keiner zusätzlichen nutzbaren Information. Daher sollte auf diese Meldung verzichtet werden, um eine effiziente GLDPM zu erreichen.</p>	EE NVR	UNIPER AG

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortet in Abschnitt	Unternehmen / Organisation
62			<p>Die aufgeführten Definitionen der Kosten sind im Konsultationsdokument zu unpräzise, diese lassen einen großen Raum für Interpretationen. Zum Beispiel für Speicher- bzw. Pumpspeicherwerke sowie Kraftwerken mit Mengenrestriktionen ist nicht eindeutig, welche Date die Meldung enthalten soll. Jedenfalls liegen uns zum Day-Ahead-Kapazitätsberechnungszeitbereich 15:15 Uhr zwei Tage vor dem Erfüllungszeitpunkt die notwendigen Informationen zur Berechnung aller künftig zu meldenden arbeitsabhängigen Kosten für Leistungserhöhung sowie Leistungsabsenkung für Groß-NVR und S-NVR nicht vor. Daher sollte auf die Meldung für den Day-Ahead-Kapazitätsberechnungszeitbereich verzichtet werden, da ein konsistenter Ansatz, wie beispielsweise die Fortschreibung des Vortageswertes für die Berechnung sinnvoller ist, als wenn jeder Eigentümer von Anlagen einen eigenen nichtnachvollziehbaren und unterschiedlichen Ansatz zur Prognose der Kosten wählt. Für den Intraday-Kapazitätsberechnungszeitbereich 16:30 Uhr am Tag vor dem Erfüllungszeitpunkt könnten diese Kosten valide bestimmt werden. Voraussetzung wäre allerdings eine konkretere Definition der geforderten Kosten. Wie bereits erwähnt stellen die geforderten Angaben zu Kosten Geschäftsgeheimnisse dar. Aus diesem Grund würde Uniper nachstehenden Ansatz bevorzugen. 7. April 2017 6/6 Im ERRP Prozess wird bereits die Prognose übermittelt. Anstatt Kosten (Leistungserhöhung und -absenkung sowie Anfahrkosten) zu übermitteln sollte vielmehr der ERRP Prozess erweitert werden. Dies könnte in der Form erfolgen, dass d-2 15:15 Uhr die Prognose für alle betreffenden Anlagen übermittelt wird. Der Datentransfer wäre deutlich einfacher bzw. erleichtert. Für die Anfahrkosten gilt das Gleiche, wie bei den arbeitsabhängigen Kosten. Folglich empfehlen wir den bereits zuvor erwähnten Ansatz, dass anstatt der Kosten Planungsdaten übermittelt werden.</p>	Variable Kosten / (D-2)-Planungsdaten	UNIPER AG
63			<p>In den Zeilen 682 bis 686 des Konsultationsdokumentes ist der Adressatenkreis von Verbrauchsstellen (VS) definiert. Die Definition für VS sollte sich, wie unter dem Abschnitt „Stammdaten“ beschrieben, auf eine Anlage beziehen. Dementsprechend würde die Datenmeldung je W-Code erfolgen. Unseres Erachtens beschreibt das Potenzial für Flexibilität einer Last die Fähigkeit von seinem regulären geplanten Lastverhalten gesteuert bzw. kontrolliert abzuweichen. Im Allgemeinen kann unterschieden werden in Flexibilität mit oder ohne Nachholung. Die finale Entscheidung ob und in welcher Höhe diese Flexibilität genutzt oder die Nachholung erfolgt wird erst zum Ende des Marktes, also kurz vor Erfüllung, getroffen. Das Potenzial ist eher ein statischer Wert und keiner, der täglich neu bestimmt wird. Daher sollte das Lastflexibilitätpotenzial als Stamm- und nicht als Planungsdate geführt werden.</p>	Lasten	UNIPER AG

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisation
64	1-30	1-822	<p>Generelle Anmerkung: Wir stimmen der BDEW Stellungnahme zum Konsultationsdokument „Umsetzung der GLDPM in Deutschland“ der ÜNB und dem weiteren Schreiben „Beitrag deutscher Verteilnetzbetreiber zur Konsultation der nationalen Umsetzung der Generation and Load Data Provision Methodology (GLDPM) der deutschen Übertragungsnetzbetreiber 7. April 2017“ vollumfänglich zu. Wir verzichten deshalb auf die Wiederholung der einzelnen Punkte aus diesen beiden Dokumenten und konzentrieren uns nur auf die Ergänzungen, die dort noch nicht berücksichtigt sind bzw. formulieren in einem Punkt eine aus unserer Sicht notwendige Präzisierung um unnötigen Datenaustausch zu vermeiden, den sie ebenfalls in dem Gespräch am 3.4.2017 beim BDEW erkannt haben.</p>	<p>Beantwortung der in den erwähnten Dokumenten aufgeworfenen inhaltlichen Fragen erfolgt in den anderen Zeilen dieser Tabelle sowie im Antwortdokument. Diese Anmerkung wurde in der Übersicht belassen um klarzustellen, dass die SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG die darin genannten Dokumente unterstützt.</p>	<p>SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG</p>
65	3	63-65	<p>Ergänzung: „Änderungen der genehmigten Fassung CGMM mit Wirkung auf das Konsultationsdokument – Stand: 10.02.2017 werden nach deren Vorliegen erneut konsultiert“</p> <p>Begründung: Eine Konsultation kann sich nur auf den veröffentlichten Stand zu Beginn der Konsultation vom 10.02.2017 beziehen. Konsultationsende 07.04.2017. Jegliche Anmerkungen auf Inhalte, die noch geändert werden sind formal unwirksam. Somit ist es zwingend erforderlich, die Konsultation nochmals durchzuführen ggf. sogar vollständig zu wiederholen, je nach Umfang und Auswirkung auf das vorliegende Konsultationsdokument der angekündigten Änderungen. Hinweis: Es wäre zu prüfen, ob die Konsultation rechtens ist.</p>	<p>Relevant für die GLDPM-Umsetzung ist die GLDPM; nicht die CGMM. Die GLDPM ist bereits genehmigt.</p> <p>Verfahren</p>	<p>SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG</p>
66	3	67	<p>„Die Erstellung von Einzelnetzmodellen (und damit dem gemeinsamen Netzmodell) ist nur dann ...“Änderung: „Die Erstellung von Einzelnetzmodellen (und damit dem gemeinsamen Netzmodell) der Übertragungsnetze ist nur dann ...“Begründung: Die Verordnung (EU) 2016/1719 (FCA) der Kommission vom 26. September 2016 sieht gemäß Abschnitt 3 Gemeinsames Netzmodell nur Einzelnetzmodelle für Übertragungsnetze zur Erstellung eines gemeinsamen Netzmodells aller relevanten Übertragungsnetze vor.</p>	<p>Redaktionelle Änderungen</p>	<p>SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG</p>

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisation
67	3	81	<p>„(2) Jede Erzeugungseinheit und jede Lasteinheit, die Informationen gemäß Artikel 16 Absatz 3 bereitstellt, liefert die zuverlässigsten praktikablen Schätzungen.“</p> <p>Anmerkung: „Eine adaptierte Anwendung der „zuverlässigsten praktikablen Schätzung“ des Absatzes 2 gemäß Artikel 28 auf einen zukünftig möglichen sinnhaften Datenaustausch von aggregierten Last- und Erzeugungsdaten aus den Verteilernetzen am jeweiligen Verknüpfungspunkt zwischen dem angeschlossenen Verteilernetzbetreiber und dem vorgelagerten ÜNB gibt einen guten Hinweis über die erforderlichen Detailtiefe im Rahmen des GLDPM. Der „Umsetzungsvorschlag der GLDPM aus Sicht der Verteilernetzbetreiber“ am BDEW Workshop „Umsetzung der GLDPM“ vom 3. März 2017 beschreibt exakt diesen sinnvollen Datenaustausch zu dem sich die Verteilernetzbetreiber gerne bereit erklären. Weiterführender Datenaustausch über den „Umsetzungsvorschlag der GLDPM aus Sicht der Verteilernetzbetreiber“ ist weder legitimiert noch erforderlich.</p>	Modellierung der HS-Ebene	SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG
68	4-5	124-128	<p>„In dem vorliegenden Konsultationsdokument beschreiben die deutschen ÜNB die Daten, die in der GLDPM beschrieben sind und die die deutschen ÜNB bei den jeweils zur Lieferung verpflichteten Funktionseinheiten entsprechend anfordern. Entsprechend den Vorgaben aus Artikel 16(6) der CACM Verordnung stellen die ÜNB - jeweils getrennt nach verschiedenen Kategorien von Funktionseinheiten - ...“</p> <p>Anmerkung: Der Begriff Funktionseinheit ist weder in der CACM noch in der FCA eindeutig definiert. Eine schlüssige Definition findet sich im Kapitel 4 „Kategorien relevanter Funktionseinheiten“ des Konsultationsdokuments auch nicht. Im Kapitel 4 werden drei Kategorien genannt. Die beiden Kategorien 4.2 „Erzeugung“ und 4.3 „Verbrauchsstellen (VS)“ kann man gemäß Artikel 16 (1), (2), (3), (4) und insbesondere (6 a) „jede Erzeugungseinheit und jede Lasteinheit“ als Funktionseinheit der CACM verstehen. Die Kategorie 4.1 „VNB-Netze“ als Funktionseinheit zu betrachten entbehrt der rechtlichen Grundlage auf Basis der CACM. Der Begriff „Funktionseinheit“ ist im Sinne der CACM Artikel 16 eindeutig zu definieren. Verteilungsnetze „VNB-Netze“ sind gemäß CACM keine Funktionseinheit. Des Weiteren stellt auch der Begriff „Verbrauchsstellen (VS)“ einen eindeutig missverständlichen Begriff dar. Verbrauchsstellen setzen sich aus vielen Funktionseinheiten, z.B. nur Verbrauchseinheiten und/oder Erzeugungseinheiten zusammen somit entbehren auch die Informationsanforderungen an die „Verbrauchsstellen (VS)“ die rechtliche Basis gemäß CACM.</p>	Rechtliche Grundlagen	SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortet in Abschnitt	Unternehmen / Organisation
69	6	153-196	<p>Anmerkung: In Deutschland etablierte und bewährte Konsultationsverfahren, z.B. der DKE, des FNN, des DVGW, der DIN, werden überwiegend in übersichtlicher Tabellenform erstellt. Sie sehen auch eine Kategorisierung zwischen generell / inhaltlich / redaktionell etc. vor. Die Tabellenform erleichtert es dem Verfasser seine Kommentare und/oder Anmerkungen übersichtlich einzugeben, zu kontrollieren und für sich zu dokumentieren. Dies ist bei der Web-Formular basierten Erfassung wesentlich erschwert. Die Unterscheidung der Kommentare und/oder Anmerkungen zwischen generell bis redaktionell erleichtert es dem Konsultationsdurchführenden die Bearbeitung und Bewertung der Konsultationsanmerkungen. Neben dem Web-Verfahren ist bei den etablierten Konsultationsverfahren auch eine schriftliche Einsendung in Papierform möglich. Des Weiteren ist ein Konsultation-Workshop am 26.4.2017 für Verteilnetzbetreiber und am 27.4.2017 für Erzeugungseinheiten vorgesehen. Eine ordentliche Konsultationsberatung findet gemäß dem Konsultationsdokument Umsetzung der „Generation and Load Data Provision Methodology“ in Deutschland – Stand: 10.02.2017, wie es bei den oben genannten Institutionen etabliert ist und seitens des nationalen Ordnungsgebers grundsätzlich vorgesehen ist nicht statt. In einem ordentlichen Konsultationsverfahren wird jeder Einsprecher/Kommentator persönlich zur Einspruchsberatung eingeladen, dieser kann seine Einsprüche/Kommentare erläutern und argumentieren, diese Beratung und die Entscheidung zum Einspruch sind vom Konsultationsführenden ausführlich zu dokumentieren und dem Einsprecher bzw. Kommentator schriftlich mitzuteilen. Dies stellt in Deutschland ein bewährtes und etabliertes Konsultationsverfahren dar. Ist diese Methodik hier noch vorgesehen? Ein ähnliches Konsultationsverfahren das anlog zu den o.g. bewährten Verfahren abläuft kann man dem Kapitel „7 Anmerkungen zum Konsultationsdokument / Teilnahme am Konsultationsverfahren“ in den Zeilen 798 bis 822 nicht eindeutig und klar entnehmen. Wird dies noch ergänzt? Im ganzen Konsultationsdokument findet sich kein Hinweis auf welcher Basis und insbesondere Geschäftsbedingungen die deutschen ÜNB das Verfahren dieser Konsultation durchführen. Wie werden die beiden Artikel 6 der FCA Verordnung und der Artikel 12 der CACM Verordnung und hier insbesondere die beiden Absätze (3) angemessen umgesetzt?</p>	Verfahren	SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG
70	6 und 30	160-174 und 812- 819	<p>Anmerkung: In den etablierten ordentlichen Konsultationsverfahren in Deutschland werden die Einsprecher bzw. Kommentatoren eingeladen. Siehe auch Anmerkung zu den Zeilen 153-196, Seite 6. Das hier gewählte Konsultationsverfahren weicht deutlich von den vorhin genannten Verfahren ab und orientiert sich an den Verfahren einer öffentlichen Einrichtung der BNetzA. Wie gehen sie im weiteren Verfahren damit um?</p>	Verfahren	SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG
71	6	176-183	<p>„Im Anschluss sollen in zwei weiteren Projektphasen - soweit erforderlich - bestehende Prozess- und Formatbeschreibungen angepasst und ggfls. erweitert, resp. weitere Formatbeschreibungen erstellt werden. Für diese Projektphasen ist jeweils etwa ein weiterer Monat vorgesehen (Prozessbeschreibungen: 01. Mai bis 02. Juni; Formatbeschreibungen: 05. Juni bis 07. Juli). Im Juli planen die ÜNB, die finalen Implementierungsvorschriften in einem weiteren Workshop vorzustellen. Im Anschluss daran stehen für die fristgerechte Umsetzung und IT-mäßige Implementierung der GLDPM bis zum 11. Januar 2018 sechs Monate zur Verfügung.“</p> <p>Anmerkung: Eine fundierte Kommentierung des Absatzes ist mit den zahlreichen Konjunktiven und den damit noch völlig offenen Ausgang des weiteren Verfahren derzeit bis zum Konsultationsende nicht möglich. Wird der weitere Prozess in einer zweiten Phase ordentlich konsultiert. Eine fristgerechte Umsetzung und IT-mäßige Implementierung hat nur dann eine Chance, wenn eine gemeinsam entwickelte Branchenlösung verfolgt wird. Wir möchten hier die ÜNB tatkräftig unterstützen. Eine Implementierung ohne gemeinsame Branchenlösung zum 11. Januar 2018 ist sehr ambitioniert. Wie wollen sie die Übergangslösungen gestalten?</p>	Verfahren	SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisation
72	6	185-187	<p>„Diese verglichen mit den Gepflogenheiten des deutschen Marktes relativ knappen Zeiträume sind den auf die entsprechenden europäischen Rechtsquellen zurückgehenden Fristen geschuldet.“</p> <p>Anmerkung: Im Konsultationsdokument findet sich keinerlei Hinweis für eine sinnvolle Interimslösung. Die knappen Zeiträume führen, dazu dass unpraktikable Lösungen eingeführt werden und sinnvolle Abläufe verhindert werden. Eine sinnvolle Interimslösung ist vorzusehen, wie wird diese aussehen?</p>	Umsetzungszeitraum	SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG
73	6	185-190	<p>„... angeforderten Daten für die Erstellung von qualitativ hochwertigen, die Netzsituation möglichst genau beschreibenden und auf einem harmonisierten Format basierenden Einzelnetzmodellen benötigt werden, die ...“</p> <p>Anmerkung: Aufgrund dieses Anspruches an die Qualität wird der Bedarf einer sinnvollen Interimslösung sichtbar. Eine realistische Umsetzungschance hat nur eine gemeinsame Branchenlösung, die miteinander vereinbart wird.</p>	Umsetzungszeitraum	SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG
74	8	301	<p>„Struktur und elektrische Daten des in der Betriebssicherheitsanalyse zu betrachtenden Netzbereiches.“ Änderung: „Struktur und elektrische Daten des in der Betriebssicherheitsanalyse zu betrachtenden Übertragungsnetzbereiches.“ Begründung: Die Verordnung (EU) 2016/1719 (FCA) der Kommission vom 26. September 2016 gilt gemäß Titel 1 Allgemeine Bestimmungen, Artikel 1 Gegenstand und Anwendungsbereich, Absatz 2 nur für Übertragungsnetze. Die Verordnung (EU) 2015/1222 (CACM) der Kommission vom 24. Juli 2015 gilt gemäß Titel 1 Allgemeine Bestimmungen, Artikel 1 Gegenstand und Anwendungsbereich, Absatz 2 nur für Übertragungsnetze.</p>	Rechtliche Grundlagen	SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG
75	10	335-336ff	<p>„Für die Kapazitätsberechnung ist es daher unabdingbar, die Höhe und Sensitivität aller Einspeisungen und Lasten je Netzknoten im Höchstspannungsnetz (HöS-Netz) möglichst genau zu bestimmen.“</p> <p>Anmerkung: Die pauschale Aussage die Höhe der Sensitivität aller Einspeisungen und Lasten je Netzknoten im HöS-Netz geht über das gebotene Ziel der GLDPM, CACM und FCA hinaus. In den Zeilen 287-288 beziehen sich die freien Kapazitäten auf relevante kritische Zweige und in den Zeilen 326-327 auf partizipierende Marktgebiete. Der kausale Zusammenhang dieses Verfahrens möglichst genau auch für jeden Netzknoten durchzuführen die keine Auswirkungen auf kritische Zweige und Marktgebiete haben erzeugt bei allen Betroffenen unnötigen administrativen Aufwand. Ergänzung: Deshalb ist „...“, die Höhe und Sensitivität aller Einspeisungen und Lasten je Netzknoten im Höchstspannungsnetz (HöS-Netz) mit Auswirkung auf kritische Zweige möglichst genau zu bestimmen. Bei unkritischen Netzknoten reicht eine aggregierte Bereitstellung der Daten aus dem Verteilnetz gemäß Branchenvereinbarung aus.“ zu ergänzen. Hinweis: Der am 3.4.2017 zum Thema erforderlicher Datenaustausch gemäß GLDPM zwischen ÜNB und VNB gefundene Kompromiss geht in die richtige Richtung. Wie wird dieser Kompromiss im weiteren Verfahren nun berücksichtigt?</p>	Rechtliche Grundlage Modellierung HS-Ebene	SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisation
76	12	412	<p>„...kann, wenn die marktaktiven Erzeugungseinheiten und Lasten im vermaschten Netz auch elektrisch richtig zugeordnet sind. Dies gilt insbesondere auch für das Verteilungsnetz.“</p> <p>Anmerkung: Dieser kausale Pauschalansatz, dass dies „insbesondere für Verteilnetze gilt“ ist abhängig vom Versorgungsnetz und hier von dessen Struktur und der Verknüpfung zum Übertragungsnetz. Eine Adoption auf typisch städtische Verteilnetze ist nicht nachvollziehbar. Die Verteilnetze, auf die diese Aussage zutrifft sind exakt zu beschreiben und die nicht betroffenen und damit für die GLDPM nicht relevanten Verteilnetze zu benennen.</p> <p>Hinweis: Der am 3.4.2017 zum Thema erforderlicher Datenaustausch gemäß GLDPM zwischen ÜNB und VNB gefundene Kompromiss geht in die richtige Richtung. Wie wird dieser Kompromiss im weiteren Verfahren nun berücksichtigt?</p>	Modellierung HS-Ebene	SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisation
77_A	16-17	528-576	<p>Hinweis: In diesem Punkt weichen wir in kleinen Punkten von der BDEW Stellungnahme ab und präzisieren diesen Vorschlag durch unsere kleinen Ergänzungen. Text streichen und ersetzen durch: „Die zunehmende Verlagerung der Erzeugung in die einige Verteilungsnetze macht es teilweise erforderlich, der Berücksichtigung der HS-Ebene auch im Rahmen der Kapazitätsberechnung größere Aufmerksamkeit zu widmen. Hierfür ist eine Reduzierung des HS-Netzes an den Übergabestellen (Umspannwerken zum HöS-Netz) unter Festlegung eines Qualitätsstandards (nachstehend näher erläutert) sowie eine Lieferung von Sensitivitätsmatrizen bereits aus den zuvor genannten Punkte sinnvoll und ausreichend. Ferner bietet dieses Vorgehen in Bezug auf die Zukunftsfähigkeit, die Einbeziehung der Mittelspannungsnetze, wenn diese einen wesentliche Rückwirkung auf den ÜNB-Knoten haben, Beitrag und die Berücksichtigung von Maßnahmen im HS-Netz (z.B. Einspeisemanagement) weitere signifikante Vorteile für eine effiziente Ausgestaltung des Energiesystems. Sollte der ÜNB im Einzelfall belegbar detaillierte Informationen über einzelne Betriebsmittel im HS-Netz benötigen, so können in bilateraler Abstimmung zwischen ÜNB und VNB auch detailliertere Daten der entsprechenden Betriebsmittel übermittelt werden. Grundsätze für die Reduzierung des HS-Netzes an den Übergabestellen inkl. Sensitivitätsmatrizen: 1. Reduzierung des HS-Netzes auf Übergabestellen zum ÜNB (Umspannwerke) durch den VNB. 2. Hierzu werden Netzersatzelemente an den Übergabestellen gebildet.</p>	Modellierung HS-Ebene Redaktive Änderungen	SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisation
77_B	16-17	528-576	<p>3. Zusätzlich werden Sensitivitäten von Einspeisungen und Lasten aus dem Verteilnetz (HS-Netz und unterlagert) auf die Übergabestellen (Umspannwerke) geliefert (Sensitivitätsmatrix). Die Detaillierung dieser Sensitivitäten richtet sich dabei nach den in GLDPM beschriebenen Anforderungen, also hinsichtlich der aggregierten Last sowie der Erzeugung und Erzeugungskapazität unterteilt nach Primärenergieträger. Weitere Detaillierung können in bilateraler Abstimmung zwischen ÜNB und VNB vorgenommen werden. Hiermit wird auch die von den ÜNB herausgestellte Vermaschung des HS-Netzes adäquat berücksichtigt wird.4. Die Netzersatzelemente und Sensitivitätsmatrix je Übergabestelle berücksichtigen die geplanten Schalthandlungen im HS-Netz, wenn diese eine spürbare Wirkung in der gemeinsam definierten Genauigkeit auf den ÜNB-Knoten haben. Dementsprechend handelt es sich nicht um ein statisches Modell. Vielmehr werden Netzersatzelemente und Sensitivitätsmatrix zeitlich angepasst.5. In bilateraler Abstimmung können zudem detaillierte Daten einzelner Betriebsmittel, wie z.B. die erste Masche, übermittelt werden, sollte eine belegbar hohe Signifikanz dieser Betriebsmittel auf die Ergebnisse der Kapazitätsberechnung vorhanden sein. Eine Reduzierung des weiteren HS-Netzes sowie die Sensitivitätsmatrix werden dann auf die Netzknoten der detailliert übermittelten Betriebselemente geliefert.6. Die übermittelten Netzersatzelemente und Sensitivitätsmatrix haben einen Anspruch an eine hohe Genauigkeit. Daher dürfen aufgrund der Reduktion des HS-Netzes sowie der Berechnung der Sensitivitätsmatrix im Ziel nur geringe Fehler je Übergabestelle erfolgen.7. Zur Qualitätssicherung und gemeinsamen Verbesserung des Modelles durch VNB und ÜNB werden in regelmäßigen Abständen bei gegeben Bedarf bzw. Anlass reale Netzstrukturen in Form von Snapshots ausgetauscht und ex post eine Validierung der Genauigkeit des Modells herbeigeführt.Hinweis: Der am 3.4.2017 zum Thema erforderlicher Datenaustausch gemäß GLDPM zwischen ÜNB und VNB gefundene Kompromiss geht in die richtige Richtung. Wie wird dieser Kompromiss im weiteren Verfahren nun berücksichtigt?</p>	Modellierung HS-EbeneRedaktio nne Änderungen	SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortet in Abschnitt	Unternehmen / Organisation
78	18	581	<p>„Darunter fallen Verteilungsnetzbetreiber sowie Betreiber und/oder Vermarkter von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen.“</p> <p>Änderung: „Darunter Betreiber und/oder Vermarkter von Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten“</p> <p>Anmerkung: Der Begriff Funktionseinheit ist weder in der CACM noch in der FCA eindeutig definiert. Eine schlüssige Definition findet sich im Kapitel 4 „Kategorien relevanter Funktionseinheiten“ des Konsultationsdokuments nicht. Im Kapitel 4 werden drei Kategorien genannt. Die beiden Kategorien 4.2 „Erzeugung“ und 4.3 „Verbrauchstellen (VS)“ kann man gemäß Artikel 16 (1), (2), (3), (4) und insbesondere (6 a) „jede Erzeugungseinheit und jede Lasteinheit“ als Funktionseinheit der CACM verstehen. Die Kategorie 4.1 „VNB-Netze“ bzw. Verteilnetzbetreiber als Funktionseinheit zu betrachten entbehrt der rechtlichen Grundlage auf Basis der CACM. Der Begriff „Funktionseinheit“ ist im Sinne der CACM Artikel 16 eindeutig zu definieren. Verteilungsnetze „VNB-Netze“ sind gemäß CACM keine Funktionseinheit. Des Weiteren stellt auch der Begriff „Verbrauchsstellen (VS)“ einen missverständlichen Begriff dar. Verbrauchsstellen setzen sich aus vielen Funktionseinheiten, z.B. nur Verbrauchseinheiten und/oder Erzeugungseinheiten zusammen somit entbehren auch die Informationsanforderungen an die „Verbrauchsstellen (VS)“ die rechtliche Basis gemäß CACM.</p>	Rechtliche Grundlagen	SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG
79	18	587-589	<p>„Die ÜNB haben sich bemüht, den Adressatenkreis möglichst klein zu halten. Beispielsweise wird von den Verteilungsnetzbetreibern derzeit nur die Teilmenge der 110 kV - Netze mit einem direkten Anschluss an das HöS-Netz eines ÜNB als relevant angesehen.“Anmerkung: Eine Nennung der relevanten 110-kV-Netze und der derzeit nicht relevanten wäre sehr hilfreich um den Aufwand abschätzen zu können und eine zielgerichtete Implementierung zu starten. Derzeit müssten auch die nichtrelevanten 110-kV-Netze die zeitnahe Implementierung vorbereiten um den sehr ambitionierten Umsetzungstermin vom 11. Januar 2018 aus Implementierungsgründen nicht scheitern zu lassen.Hier sind geeignete Interimslösungen vorzusehen.Hinweis: Der am 3.4.2017 zum Thema erforderlicher Datenaustausch gemäß GLDPM zwischen ÜNB und VNB gefundene Kompromiss geht in die richtige Richtung. Wie wird dieser Kompromiss im weiteren Verfahren nun berücksichtigt?</p>	Modellierung der HS-Ebene	SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG
80	1	10	<p>Im März 2016 wurde im Rahmen der Konsultation die Stellungnahme „DSO associations` response to ENTSO-E public consultation on the Common Grid Model Methodology and the Generation and Load Data Provision Methodology“ von europäischen Verteilnetzbetreibern eingereicht. Dort wird explizit auf die Aggregationsaufgabe des VNB hingewiesen „Moreover, the data aggregation task of the DSO is important from a „one-system perspective““. Aus welchem Grund wird dieser Ansatz nicht aufgegriffen?</p>	Verfahren	ENSO NETZ GmbH
81	18	597-598	<p>„Die Gruppe der relevanten Verteilungsnetzbetreiber umfasst zunächst die 110 kV - Netze mit einem direkten Anschluss an das HöS-Netz eines ÜNB.“</p> <p>Änderung: „Die relevanten Verteilnetzbetreiber sind dem Anhang 1 zu entnehmen.“</p> <p>Anmerkung: Der pauschale Ansatz, dass alle Verteilungsnetzbetreiber durch den direkten Anschluss relevant sind ist weder inhaltlich nachvollziehbar noch fundiert begründet. Es gibt Verteilernetze, insbesondere abgeschlossene städtische Verteilernetze, deren Netz keine wesentliche Wirkung auf kritische Zweige im ÜNB-Netz im Sinne CACM und FCA haben und damit keinerlei Wirkung auf den grenzüberschreitenden Energiehandel haben werden. Die tatsächlich relevanten Verteilungsnetzbetreiber mit nachgewiesener Wirkung auf kritische Knoten im ÜNB-Netz sind mit fundierter Begründung zu benennen und in einem Anhang zum GLDPM Dokument zu veröffentlichen.</p>	Modellierung der HS-Ebene	SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisationen
82	20	680ff	<p>„4.3 Verbrauchsstellen (VS)“</p> <p>Änderung: Der Begriff „Verbrauchsstelle (VS)“ ist durch „Lasteinheiten (LE)“ im kompletten Dokument zu ersetzen.</p> <p>Anmerkung: Der Begriff Verbrauchsstelle (VS) ist abweichend zur CACM und FCA definiert und ist deshalb durch den Begriff aus diesen beiden EU-Verordnungen zu ersetzen. Eine Verbrauchsstelle stellt im Sinne der CACM und FCA keine „Einheit“ dar, dies wurde auch im Rahmen des BDEW-WS vom 3.3.2017 diskutiert. Die Verbrauchsstelle kann auch missverständlich als Summe aller kleinen Lasten fehlinterpretiert werden und ist deshalb hier nicht korrekt.</p>	Lasten	SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG
83	27	766ff	<p>„5.3 Last“</p> <p>Änderung: Der Begriff „5.3 Last“ ist durch „Lasteinheit (LE)“ im kompletten Dokument zu ersetzen.</p> <p>Anmerkung: Der Begriff Last wie auch die Verbrauchsstelle (VS) ist abweichend zur CACM und FCA definiert und ist deshalb durch den eindeutigen Begriff Lasteinheit aus diesen beiden EU-Verordnungen zu ersetzen.</p>	Lasten	SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG
84	29	779-797	<p>Anmerkung: Wie in den Zeilen 781-783 des Dokumentes GLDPM beschrieben ist "Unter den in der GLDPM festgehaltenen Implementierungsvorschriften werden die dazugehörigen Prozesse und Formate verstanden. Diese lassen sich erst nach dem Ende der Konsultation verbindlich festlegen. Der vorliegende Abschnitt ist daher sehr kurz gefasst." findet die Festlegung der Prozesse und Formate für die Implementierung erst nach Abschluss der Konsultation statt.</p> <p>Eine fundierte und rechtsichere Konsultation des Implementierungsverfahren hat durch den vorgesehenen Terminplan für die Konsultation bis 7.4.2017 und der erst im Nachgang stattfindenden Festlegung der Prozesse und Formate nicht stattgefunden. Ein Implementierungsverfahren ist zwischen dem ÜNB und den betroffene Parteien bilateral zu vereinbaren.</p> <p>Einfügen am Ende der Zeile 794: „Das Implementierungsverfahren wird zwischen dem ÜNB und den betroffene Parteien bilateral vereinbart.“</p>	Bilaterale Abstimmungen	SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG
85	3	65	<p>Sowohl für die GLDPM als auch für die CGMM gibt es einen Entwurf für eine Version 2 dieser Dokumente, welcher sich bis zum 06.04.2017 im Konsultationsprozess befindet. Wieso werden diese Dokumente nicht als Basis für die Umsetzung verwendet? Die jetzt zu konsultierende Methodik wird mit den neuen Dokumenten wieder hinfällig. Alle Referenzen in dieser Stellungnahme beziehen sich bezüglich des Ortes (Artikel xx, Absatz YY) auf die Variante 2 des GLDPM. Es wird nur auf Referenzen Bezug genommen, die auch in der ersten Variante unverändert vorhanden sind, dort ggf. in einem anderen Absatz.</p>	Verfahren	ENSO NETZ GmbH
86	4	111	<p>„Ein unmittelbarer Bezug zum Prozess der Kapazitätsberechnung ist hinsichtlich der zu liefernden Daten nicht erforderlich“</p> <p>Artikel 3 der GLDPM schreibt „1. This methodology sets out the generation and load data which may be required by TSOAs in order to establish the common grid model ... provided the following conditions are met: a. the TSO requires the data in order to build its individual grid model or to meet other obligations that are essential to establish the common grid model; the set of required data shall be the minimum set that enables the TSO to do so;...“</p> <p>Aus diesem Text geht eindeutig hervor, dass entsprechend der GLDPM ausschließlich Daten erhoben werden dürfen, die für die Erstellung des gemeinsamen Netzmodells unbedingt erforderlich sind. Außerdem wird betont, dass der ÜNB nur die minimal (!) notwendigen Daten für die Erstellung dieses gemeinsamen Netzmodells erheben darf. Alle darüber hinaus gehenden Daten dürfen im Rahmen der GLDPM nicht erhoben werden.</p>	Rechtliche Grundlagen Regionale Betriebssicherheitsanalyse	ENSO NETZ GmbH

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisation
87	4	120	<p>Konsultationsdokument: „Die Erforderlichkeit eines Datums für die regionale Betriebssicherheitsanalyse ist eine hinreichende Bedingung dafür, dass die ÜNB dieses Datum von den Adressaten der GLDPM anfordern dürfen“</p> <p>Die Formulierung im GLDPM lautet (Artikel 4 (2)): „In particular, this means that this methodology relates to the elements of the high-voltage and extra high-voltage network, insofar as these are used in regional operational security analysis for the concerned time-frame.“ Dies ist unserer Ansicht nach als Einschränkung dahingehend zu verstehen, dass keine Daten von Elementen abgefragt werden dürfen, die sich nicht im HS- oder HöS-Netz befinden und die für die regionale Betriebssicherheitsanalyse nicht erforderlich sind. Die Aussage ist nicht dahingehend zu sehen, dass sie einen Freibrief für die ÜNB darstellt, allein aufgrund der Durchführung einer regionalen Betriebssicherheitsanalyse Zugriff auf alle Daten zu erhalten.</p> <p>Da die regionalen Betriebssicherheitsanalysen bereits heute im notwendigen Umfang durchgeführt werden, schließlich wird das Übertragungsnetz sicher betrieben, reichen also die heute gelieferten Daten dafür aus. Somit ergibt sich daraus keine Grundlage, über die heute bereits gelieferten Daten hinaus weitere Daten durch die ÜNB zu erheben.</p>	Regionale Betriebssicherheitsanalyse Rechtliche Grundlagen	ENSO NETZ GmbH
88	6	185	<p>Konsultationsdokument: „Diese verglichen mit den Gepflogenheiten des deutschen Marktes relativ knappen Zeiträume sind den auf die entsprechenden europäischen Rechtsquellen zurückgehenden Fristen geschuldet.“</p> <p>Hier ist darauf hinzuweisen, dass es sich bei den benannten Dokumenten um Vorschläge der ENTSO-E handelt, d.h. das diese von den europäischen Übertragungsnetzbetreibern selbst erstellt wurden. Damit hatten die ÜNB auch die Möglichkeit, die Fristen festzulegen.</p> <p>Außerdem waren den ÜNB die Erstellung des Dokumentes und die sich daraus ergebenden Forderungen bereits seit langem bekannt. Damit wäre es im Sinne einer partnerschaftlichen Zusammenarbeit zwischen ÜNB und VNB möglich gewesen, bereits vor der endgültigen Genehmigung durch die BNetzA den Datenaustausch gemeinsam ohne Zeitdruck zu diskutieren.</p> <p>Damit ist zu unterstellen, dass die ÜNB die auf die VNB zukommenden Forderungen bewusst nicht kommuniziert haben, um sich danach auf beschlossene Regelungen beziehen zu können und eine faire Diskussion unmöglich zu machen.</p> <p>Aus Sicht der VNB gab es keinen Grund anzunehmen, dass in einem Dokument über die Vergabe europäischer Übertragungsnetzkapazitäten Forderungen nach umfangreichen Datenlieferungen vom VNB an den ÜNB behandelt werden. Damit gab es auch keinen Grund, eine Betroffenheit zu erwarten und deshalb an der Konsultation der CACM teilzunehmen.</p>	Umsetzungszeitraum Verfahren	ENSO NETZ GmbH
89	7	214	<p>Auch wenn eine formale Konsultation entsprechend des europäischen Prozesses nicht vorgesehen ist, wäre eine nationale Konsultation des Entwurfes der GLDPM sehr wohl möglich gewesen. Das von der BNetzA am 22.12.2016 beschlossene Dokument hat den Stand 13. Mai 2016. Damit hätten mindestens 7 Monate für eine gemeinsame Diskussion der ÜNB und VNB zur Verfügung gestanden.</p> <p>Auch hier ist wieder zu unterstellen, dass die ÜNB nicht an einer partnerschaftlichen Lösung interessiert sind.</p>	Verfahren	ENSO NETZ GmbH

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisation
90	8	274	Konsultationsdokument: „Die Verlagerung der Einspeisung in die Verteilungsnetze führt zum Erfordernis, die daraus resultierenden Effekte detailliert abzubilden, um die erheblichen Auswirkungen auf das Übertragungsnetz rechtzeitig zu erkennen und zu bewerten.“ Aus unserer Sicht führt die Verlagerung der Einspeisung in die Verteilungsnetze zum Erfordernis, den Verteilungsnetzbetreiber stärker in die Systemverantwortung einzubeziehen. Bereits jetzt nimmt der VNB Aufgaben des Systembetriebes wahr (z.B. Spannungshaltung, Engpassmanagement). Zukünftig ist zu erwarten, dass der VNB weitere Aufgaben der Systemverantwortung übernimmt. Dann kann er auch, entsprechend der Idee der Kaskade, die Auswirkungen auf das Übertragungsnetz steuern und zukünftig an der Schnittstelle ÜNB/VNB ein definiertes Verhalten sicherstellen. Damit ist eine, dem Gedanken der Kaskade entgegenlaufende, parallele detaillierte Betrachtung der VNB-Netze durch den ÜNB auf der HS-Ebene und durch den VNB auf allen seinen Spannungsebenen nicht notwendig. Eine solche Überschneidung der Verantwortlichkeiten würde nur zu einem komplexeren und fehleranfälligeren Netzbetrieb führen.	Modellierung der HS-Ebene	ENSO NETZ GmbH
91	9	285	Abkürzungen („CWE-Region“) bitte erläutern.	Redaktionelle Änderungen	ENSO NETZ GmbH
92	10	337	Konsultationsdokument: „Dies [die Kapazitätsberechnung] ist jedoch immer schwieriger...“ Es ist korrekt, dass durch Verlagerung der Erzeugung in die Verteilungsnetze und zunehmend volatilere Erzeugung eine Betrachtung der Effekte aus dem Verteilungsnetz in das Übertragungsnetz aus Sicht des ÜNB schwieriger wird. Die Lösung kann jedoch nicht sein, dass der ÜNB detaillierte Untersuchungen im Netz des VNB durchführt, sondern dass jeder die Prognosen in seinem Verantwortungsbereich erstellt und dem jeweiligen Anderen das prognostizierte Verhalten an der Übergabestelle zur Verfügung stellt.	Modellierung der HS-Ebene	ENSO NETZ GmbH
93	10	347	Eigentlich sollten in einem vermascht betriebenen HS-Netz auch bei mehreren Übergabestellen zum HöS-Netz keine relevanten parallelen Lastflüsse auftreten. Damit sollte sich bei einem sinnvollen Betrieb des Netzes auch keine relevante Wechselwirkung der Lastflüsse im HS-Netz mit denen im HöS-Netz ergeben. Hier sollte an einem repräsentativen Beispiel die Notwendigkeit, solche Wechselwirkungen zu betrachten, dargestellt werden.	Modellierung der HS-Ebene	ENSO NETZ GmbH
94	11	384	Konsultationsdokument: „Der ÜNB benötigt daher grundsätzlich alle Einspeise- und Verbrauchsdaten in hinreichend regionaler Auflösung.“ In der Präambel der GLDPM wird explizit darauf hingewiesen, dass die Einspeise- und Verbrauchsdaten an den Übergabepunkten zu betrachten sind: „Generation encompasses all injections into the transmission network and „Load“ encompasses all withdrawals from the transmission network.“ Wenn diese Daten vom VNB zur Verfügung gestellt werden können, dann ist nicht ersichtlich, warum der ÜNB alle Daten in regionaler Auflösung benötigt.	Rechtliche Grundlagen Modellierung der HS-Ebene	ENSO NETZ GmbH
95	13	455	Ohne eine genauere Erläuterung ist die Abbildung 1 nicht verständlich. Es ist insbesondere unklar, welcher Anteil der Sensitivität aus der Veränderung des Leistungswertes am HöS/HS-Netzknoten verursacht wird und welche aus der Anpassung der externen Lastflüsse.	Redaktionelle Änderungen	ENSO NETZ GmbH

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisationen
96	14	500	Es ist nicht erkennbar, wie eine detaillierte Kenntnis des VNB-Netzes durch den ÜNB das beschriebene Problem entschärft hätte.	In dem Beispiel, auf das Bezug genommen wird, geht es nicht um die Frage der Detaillierung der VNB-Netzmodelle, sondern um die Begründung dafür, warum Informationen zur Abregelung durch die DV notwendig sind. Wenn der VNB den Knoten in seinem Netzmodell Erzeugungen und Lasten zuordnen will, dann sollte er sinnvollerweise diese Informationen der DV auch erhalten.	ENSO NETZ GmbH
97	16	530	Konsultationsdokument: „Für die Modellierung diese Netze sollten (Roh-)Daten vom Absender zur Verfügung gestellt werden, da eine Reduzierung / Äquivalentierung eines (Teil-)Netzes nur für einen Betriebszustand Gültigkeit hat.“ Die GLDPM lässt explizit die Lieferung von Ersatznetzen zu (Artikel 5 (3): „Distribution and closed distribution system operators shall provide a model or an equivalent model of those parts of the grid operated at a voltage of less than 220 kV, if...“). Außerdem wird in der GLDPM explizit darauf hingewiesen, dass die individuellen Netzmodelle das Übertragungsnetz und nicht das Verteilungsnetz beinhalten sollen. Präambel (8): „...3. Individual grid models shall cover all network elements of the transmission (!) system that are used in regional operational security analysis for the concerned time-frame.“	Rechtliche Grundlagen	ENSO NETZ GmbH

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortet in Abschnitt	Unternehmen / Organisation
98	16	537	<p>Konsultationsdokument: "Um obige Anforderungen zu erfüllen, ist grundsätzlich eine vollständige Modellierung des HS-Netzes und der im HS-Netz angeschlossenen relevanten Erzeugungen und Lasten notwendig."</p> <p>Dies wurde in den obigen Anmerkungen bereits verneint.</p> <p>Die Lieferung von Ersatznetzen ist ausreichend. Durch entsprechende Vereinbarungen über ein definiertes Verhalten der VNB an den Übergabestellen zum ÜNB sind keine Änderungen an den Ersatznetzen durch den ÜNB erforderlich.</p>	Rechtliche Grundlagen Modellierung der HS Netze	ENSO NETZ GmbH
99	17	568	<p>Woher kommt der Wert der Toleranzschwelle für den Fehler in der berechneten Lastflussverteilung von 10 MW je Netzknoten?</p> <p>Bei einer angenommenen Übertragungskapazität einer HS-Leitung von 2 GVA sind dies 0,5 % der Übertragungskapazität. Die Forderung nach dieser hohen Genauigkeit erscheint überzogen. Außerdem dürften sich üblicherweise die Fehler in den einzelnen Übergabeknoten ausmitteln (zu hohe Leistung in einem Knoten entspricht zu niedriger Leistung in einem benachbarten Knoten), wenn der Fehler durch Ungenauigkeiten in der Ersatznetzbildung verursacht wird. Damit sollten die Auswirkungen auf die verbleibende Kapazität der europäischen Kuppelstellen vernachlässigbar sein.</p>	Modellierung der HS Netze	ENSO NETZ GmbH
100	18	597	<p>Konsultationsdokument: „Die Gruppe der relevanten Verteilungsnetzbetreiber umfasst zunächst die 110-kV-Netze mit einem direkten Anschluss an das HöS-Netz eines ÜNB. Wie oben dargelegt, ist dieser Adressatenkreis in Zukunft möglicherweise anzupassen.“</p> <p>Dieser Absatz ist zu streichen (einschließlich der weiteren sinngemäßen Aussagen in der Umgebung). Die Zielgruppe wird eindeutig in der GLDPM auf die Gruppe der ÜNB beschränkt. Nur im Ausnahmefall, wenn sonst keine regionalen Betriebssicherheitsanalysen möglich sind, dürfen Daten der VNB verwendet werden. Die Einbeziehung eines weiteren Adressatenkreises ist nicht vorgesehen.</p>	Rechtliche Grundlagen	ENSO NETZ GmbH
101	20	665	Wofür steht das S in S-NVR?	Redaktionelle Änderungen	ENSO NETZ GmbH
102	20	684	Warum werden Einspeiser bereits ab 10 MW betrachtet, Lasten aber erst ab 50 MVA? Warum wird bei beiden nicht die gleiche Einheit verwendet?	Erzeugung und Last	ENSO NETZ GmbH
103	21	696	<p>Konsultationsdokument: „Auch die Liste der Datenbedarfe ist ggfls. in Zukunft im Lichte der Erfahrungen und im Lichte sich abzeichnender neuer Erfordernisse mit einer angemessenen Vorlaufzeit anzupassen.“</p> <p>Dieser Absatz ist zu streichen, siehe Kommentar zu Zeile 597.</p> <p>Sollte er nicht gestrichen werden, dann ist er zumindest dahingehend zu erweitern, dass weitere Datenbedarfe mit den VNB abgestimmt werden und dass es vor der Einführung weiterer Datenanforderungen einer Zustimmung der VNB bedarf.</p>	Modellierung der HS Ebene	ENSO NETZ GmbH
104	22	727	<p>Konsultationsdokument: „Netzmodelle müssten für alle Stunden des Zieltages zu den beiden in der GLDPM angegebenen Zeitpunkten übermittelt werden.“</p> <p>Bedeutet diese Forderung, dass täglich 15:15 Uhr 24 Netzmodelle für den übernächsten Tag und bis 16:30 Uhr 24 Netzmodelle für den Folgetag zu übermitteln sind?</p>	Variable Kosten / (D-2)-Planungsdaten	ENSO NETZ GmbH

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisationen
105	29	782	<p>Konsultationsdokument: „Diese [Prozesse und Formate] lassen sich erst nach dem Ende der Konsultation verbindlich festlegen.“</p> <p>Warum ist eine Festlegung nicht bereits im Rahmen des Konsultationsprozesses möglich? Warum konnte die Zeit vorher nicht für eine Festlegung genutzt werden, die nun konsultiert werden könnte? Wie erfolgt die Einbeziehung der VNB in die Festlegung der Prozesse und Formate?</p>	Verfahren	ENSO NETZ GmbH
106	alle		<p>Sehr geehrte Damen und Herren, die WEMAG Netz GmbH schließt sich der Stellungnahme zum Konsultationsdokument GLDPM des BDEW an. Mit freundlichen Grüßen WEMAG Netz GmbH</p>	<p>Die Beantwortung der in dem erwähnten Dokument aufgeworfenen inhaltlichen Fragen erfolgt in den anderen Zeilen dieser Tabelle sowie im Antwortdokument. Diese Anmerkung wurde in der Übersicht belassen um klarzustellen, dass die WEMAG Netz GmbH die darin erwähnte Stellungnahme unterstützt.</p>	WEMAG Netz GmbH

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisationen
107	1		Wir unterstützen die BDEW-Stellungnahme, insbesondere den erzeugerrelevanten Teils, nachdrücklich. Um den administrativen Aufwand der Bearbeitung zu reduzieren, führen wir die einzelnen Inhalte der BDEW-Stellungnahme nicht gesondert auf und gehen davon aus, dass sie angemessen berücksichtigt werden.	Die Beantwortung der in dem erwähnten Dokument aufgeworfenen inhaltlichen Fragen erfolgt in den anderen Zeilen dieser Tabelle sowie im Antwortdokument. Diese Anmerkung wurde in der Übersicht belassen um klarzustellen, dass die ENGIE Deutschland GmbH die darin erwähnte Stellungnahme unterstützt.	ENGIE Deutschland AG
108	23		Aus unserer Sicht ist eine Übergangsfrist (bis Sommer 2018) notwendig, in der die Datenmeldungen vereinfacht per Excel-Mail-Anhang übermittelt werden können. Begründung: Auch wenn die Ausweitung des ERRP-Prozesses mit weniger Aufwand verbunden ist als Alternativen, die neue Formate erfordern würden, besteht trotzdem signifikanter Anpassungsbedarf bei Prozessen, die der Datenmeldung vorgelagert sind.	Datenformate Umsetzungszeitraum	ENGIE Deutschland AG

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisationen
110			<p>Die Thermischen Abfallbehandlungsanlagen (TAB) gelten im Sinne des o.g. ÜNB Dokuments als „nicht dargebotsabhängige EE-NVR ohne Förderung“. Gemäß EEG gilt: „... Energie ... aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie“ (s. § 3 Nr. 21e EEG 2017). Somit sind TAB als EEG-Anlagen anzusehen, die keine Vergütung erhalten. Daher können sich die TAB beim Herkunftsnachweisregister (HkNR) zertifizieren lassen. Insofern sind die TAB auch in Bezug auf die Kraftwerkseinsatzplanung (KWEP) s. Anlage 1 zur Festlegung BK6-13-200) von der Verpflichtung zur Lieferung von bestimmten Daten ausgenommen. 2. Zur Gewährleistung einer nachhaltigen Entsorgungssicherheit verbunden mit einer größtmöglichen Energieverwendung, besteht für die meisten TAB eine vorrangige Verpflichtung zur wärmegeführten Fahrweise entsprechend des Kundenbedarfs. Die genannten Anlagen sind also im Sinne der ÜNB Anfrage nicht hauptsächlich stromgeführt.</p>	Müllheizkraftwerke und Müllverbrennungsanlagen	ITAD
111			<p>Grundsätzlich wäre zur Festlegung der von den ÜNB vorgeschlagenen Fragen ein formelles öffentliches Konsultationsverfahren durch die BNetzA zur Findung einer im Sinne aller Marktteilnehmer ausgewogenen gesetz- und marktkonformen Regelung notwendig. Das Vorgehen der ÜNB birgt die Gefahr einseitiger Vorfestlegungen im Sinne einzelner Teilnehmer und garantiert keine transparenten Entscheidungsmechanismen bei strittigen Punkten. Die im o.g. ÜNB Dokument in Deutschland geforderten Datengehen wesentlich über das eigentliche Ziel der Europäischen Richtlinie (Verordnung EU 2015/1222) sowie auch des gemeinsamen Vorschlages aller europäischen ÜNB (ENTSO-E „Leitlinie für Kapazitätsvergabe und Engpassmanagement“ vom 13.05.2016) hinaus.</p>	Verfahrenrechtliche Grundlagen	ITAD
112			<p>In Zusammenhang mit dem mit der Energiewende erwarteten flexibleren Kundenverhalten und mehr disponiblen Lasten machen für Netzprognosen unterschiedliche Leistungsgrenzen von Lasten (ab 50 MW) und Einspeisern (ab 10 MW) keinen Sinn. Mit Blick auf die dem Vorschlag zu Grunde liegenden europäischen Ziele sind 50 MW als Untergrenze ausreichend.</p>	Erzeugung und Last	ITAD

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisationen
113			Die ÜNB sollten vor neuen Datenabfragen die Ihnen an verschiedenen Stellen vorliegenden Daten (z. B. Plattform Regelleistung, Netztransparenz; REMIT, Marktstammdatenregister) auswerten und vorrangig den Datenaustausch mit den VNB in beiden Richtungen insbesondere zur Prognose und Simulation extremer Netzsituationen intensivieren.	Vermeidung von Doppelmeldungen	ITAD
114			Die von den ÜNB beabsichtigten Abfragen von variablen Kostenelementen zur Marktsimulation sind aus Sicht der ITAD grundsätzlich nicht akzeptabel und auch nicht zielführend. Zudem sind hier Datensicherheit und Transparenz sowie Missbrauchskontrolle nicht beschrieben.	Variable Kosten / (D-2)-Planungsdaten Datensicherheit	ITAD
115			Die Verwendung der Ergebnisse der Prognosen bzw. geplanten Simulationen und Ableitung von Maßnahmen sind nicht beschrieben und somit die Auswirkungen auf einzelne Marktteilnehmer völlig unklar. Welche der lt. EnWG erforderlichen netzbezogenen bzw. marktbezogenen Maßnahmen hat der ÜNB anzuwenden? Was passiert bei Prognosefehlern?	Rechtliche Grundlagen	ITAD
116			Nach diesem Vorschlag sind ausgewählte Daten direkt durch einzelne Anlagenverantwortliche zu liefern. Das widerspricht den gültigen Marktzugangskonzepten insbesondere für kleinere Marktteilnehmer mit anderen Verantwortlichen (z. B. Bilanzkreisverantwortliche für FC mit PROD, FC und CONS und Bilanzausgleich, Poolverantwortliche für Regelleistung).	Datenwege	(...)

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisationen
118	1-30		<p>Beitrag deutscher Verteilnetzbetreiber zur Konsultation der nationalen Umsetzung der Generation and Load Data Provision Methodology (GLDPM) der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Nachfolgende VNB unterstützen die Stellungnahme explizit: Avacon AG Bayernwerk AGbnNETZE GmbH DREWAG NETZ GmbH E.DIS AGE.ON SE E.ON Deutschland EAM Energie GmbH enercity Netzgesellschaft mbH EnergieNetz Mitte GmbH Energienetze Mittelrhein GmbH & Co. KGenergis GmbH ENERVIE Vernetzt GmbH ENSO NETZ GmbH HEWE NETZ GmbH HHanseWerk AG Inetz GmbH Innogy SE Leitungspartner GmbH Mainfranken Netze GmbH MDN Main-Donau Netzgesellschaft mbH Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH Netrion GmbH Netze BW GmbH Netze Duisburg GmbH Netzwerke Merzig GmbH Netzwerke Saarlouis GmbH NEW Netz GmbH NRM Netzdienste Rhein-Main GmbH NWS Netzwerke Saarwellingen GmbH NWW Netzwerke Wadern GmbH Pfalzwerke Netz AG Regionetz GmbH Rheinische Netzgesellschaft Städtische Werke Borna GmbH Stadtwerke Glauchau Dienstleistungsgesellschaft mbH Stadtwerke Völklingen Holding GmbH Stromnetz Berlin GmbH Stromnetz Hamburg GmbH SWB Netz GmbH SWM Infrastruktur GmbH & Co. KGSyna GmbH HTEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG Thüga Aktiengesellschaft Thüga Energienetze GmbH VSE Verteilnetz GmbH WEMAG Netz GmbH Wesernetz Bremen GmbH Westnetz GmbH Bonn-Netz GmbH</p>	<p>Das "Unterstützerschreiben deutscher VNB zur BDEW-Stellungnahme des ÜNB-Konsultationsapiers zur GLDPM" wird aus Gründen der Transparenz ebenfalls veröffentlicht; die inhaltliche Auseinandersetzung mit den in der BDEW-Stellungnahme aufgeworfenen Fragen erfolgt in den anderen Zeilen dieser Übersicht und im Antwortdokument.</p>	<p>Initiative der Verteilnetzbetreiber</p>

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisation
120_A			<p>Der VKU erkennt an, dass die ÜNB zur Modellierung ihrer Netze Einsicht in die Situation der direkt angeschlossenen Netze der 110-kV-Ebene haben müssen. Hierfür ist es aus Sicht des VKU aber absolut ausreichend, wenn die betroffenen Verteilernetzbetreiber aggregierte Daten von den betreffenden Netzknotenpunkten an die ÜNB übermitteln. Hier, wie im GLDPM-Vorschlag der ÜNB gefordert, feingranulare Einzelwerte von einer Vielzahl von Verbrauchs- und Einspeisestellen aus der 110-kV-Ebene der VNB an die ÜNB zu liefern, wird vom VKU als unsachgemäß strikt abgelehnt. Der VKU stellt sich nicht gegen eine Übermittlung notwendiger Daten, erachtet es aber als zielführend, dass das bereits erfolgreich etablierte Instrument der Kaskade hier ebenfalls Anwendung findet und plädiert daher für eine kaskadierte Datenübermittlung von Fahrplänen für 110 kV-Ersatznetze. Diese Art und Umfang der Datenlieferung sind für den von den ÜNB gewünschten Zweck ausreichend. Die VNB stehen bereit, konstruktiv und gemeinsam mit den ÜNB praxistaugliche und effektive Lösungen im Rahmen des GLDPM zu erarbeiten, um den notwendigen Informationsbedarf der ÜNB über die aktuellen Situationen der Verteilnetze zu erfüllen. Dies erfolgt ebenfalls vor dem Hintergrund von Datensparsamkeit und Vermeidung von Doppelmeldungen. Die VNB führen reale Netz-Sensitivitätsberechnungen durch. Dies erhöht die Genauigkeit der Ergebnisse im Vergleich zu Berechnungen mit vereinfachtem Knoten-Kanten-Modell der ÜNB. Zur Durchführung dieser Sensitivitätsberechnungen durch die VNB, werden die Datenbedarfe an Einspeise- und Lastdaten im Zuge der stetigen Dezentralisierung und Digitalisierung der Energiewirtschaft weiter zunehmen. Nur durch eine kaskadierte Datenübertragung über den jeweiligen Anschlussnetzbetreiber kann eine effiziente und wirtschaftliche Datenverteilung sichergestellt werden.</p>	Modellierung der HS-Ebene	VKU

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisationen
120_B			<p>Auch wird durch die Nähe und bessere Kenntnis des VNB zu den Datenlieferanten eine höhere Datenqualität erreicht (Plausibilisierung eingegangener Werte), die Ausfallsicherheit durch eine dezentrale Datenhaltung erhöht und das Prinzip der Datensparsamkeit gewahrt. Bei der Modellierung von Ersatznetzen werden nur diejenigen Daten weitergeleitet und gespeichert, die auch dort benötigt werden. Mit der entsprechend kaskadierten Datenhaltung sinkt die Anzahl betroffener Daten bspw. bei Angriffen und Fehlern. VNB und ÜNB haben grundsätzlich den gleichen Datenbedarf, wobei kaskadierte, äquivalente Ersatznetze den Anforderungen des GLDPM entsprechen und damit unnötige Doppelmeldungen vermeiden. Mit der Vermeidung einer doppelten Datenlieferung und Nutzung ohnehin benötigter Infrastruktur und Prozesse der VNB, werden Aufwand und Kosten volks- und betriebswirtschaftlich minimal gehalten. Auch vor dem Hintergrund, dass sich die ÜNB im jetzigen Konsultationsverfahren die Möglichkeit offen halten, den bislang betroffenen Adressatenkreis der direkt an das Höchstspannungsnetz der ÜNB angeschlossenen VNB mit 110-kV-Netz jederzeit im Lichte neuer Erkenntnisse auf die restlichen Verteilernetzbetreiber auszuweiten, erscheint die Anwendung der Kaskade sachgerecht. Zudem sollte nach Meinung des VKU der Schwerpunkt bei der Entwicklung eines gemeinsamen europäischen Netzberechnungsmodells der ÜNB zwingend auf der 380/220-kV Netzebene liegen. Dies ist im vorliegenden Konsultationsdokument jedoch nicht der Fall, denn es wird hier – aus Sicht des VKU – vielmehr unsachgemäßer Weise auf die Beschaffung von feingranularen Stamm- und Bewegungsdaten aus den direkt an die HöS-Ebene angeschlossenen Verteilernetze fokussiert. Durch die ÜNB sollten in jedem Fall im Vorfeld die Kriterien klar beschrieben sein, die eine mögliche Ausweitung des Adressatenkreises aus Sicht der ÜNB rechtfertigen könnten. Anderenfalls steht zu befürchten, dass ohne weitere Möglichkeit der Nachvollziehbarkeit der Adressatenkreiskurzfristig auch auf die restlichen (nachgelagerten) VNB erweitert werden könnte.</p>	Modellierung der HS-Ebene	VKU

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisationen
121			<p>Die ÜNB führen an, das gemeinsame Netzmodell der europäischen ÜNB sei ein zentrales Element, welches aus den europäischen Vorgaben zur Kapazitätsberechnung in der CACM Verordnung hervorgeht. Jedoch beinhaltet die VO (EU) 2015/1222 keine Vorgaben für den VNB zur Lieferung topologischer bzw. feingranularer Einzeldaten. Die entsprechenden Vorgaben werden in der kommenden und bis dato noch nicht vorliegenden „guideline on electricity transmission system operation“ (GL SysOp, Ziffer 254) Gegenstandsinhalt sein. Eine Vorwegnahme möglicher kommender Regelungen auf Basis der noch nicht festgelegten europäischen Richtlinie SysOp als verpflichtende nationale Vorgabe für die VNB bereits jetzt per GLDPM festzulegen, wird vom VKU strikt abgelehnt. Vielmehr stehen die VNB zur Erarbeitung einer gemeinsam mit den ÜNB abgestimmten Branchenlösung bereit.</p>	Rechtliche Grundlagen	VKU
122			<p>Die ÜNB führen an, mittels einer „regionalen Betriebssicherheitsanalyse“ die Probleme im Stromnetz frühzeitig erkennen und präventiv Gegenmaßnahmen einleiten zu können, um jederzeit einen sicheren Netzbetrieb gewährleisten zu können. Jedoch werden die Details der „regionalen Betriebssicherheitsanalyse“ erst in der noch ausstehenden GL SysOp definiert. Zudem werden einzelne Begrifflichkeiten wie bspw. „Week-ahead Planning Process“ und „präventiver Redispatch Prozess“ kurz angeführt. Wie die „regionale Betriebssicherheitsanalyse“ und deren Bestandteile jedoch im Detail arbeiten, ist bisher unbekannt und sollte bereits jetzt von den ÜNB vorgestellt werden. Jede über die GL SysOp hinausgehende Datenanforderung wird abgelehnt. Es muss in jedem Fall gewährleistet werden, dass präventive Maßnahmen (z.B. „präventiver Redispatch Prozess“) nicht zu Preisverzerrungen am Energy-Only-Market (EOM) führen. Aus der festgestellten Einsicht der ÜNB, dass sich die Einspeisung weiter auf die Verteilungsebene verlagern wird (Zeile 274), sollte vielmehr die Erkenntnis bei den ÜNB resultieren, die VNB entsprechend mehr in die Systemverantwortung einzubeziehen und dabei auf das bestehende System der Kaskade aufsetzen.</p>	Regionale Betriebssicherheitsanalyse	VKU

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisationen
123_A			<p>Der Projektplan der ÜNB sieht für die Abstimmung der Implementierungsvorschriften mit den Akteuren einen Zeitraum von über zwei Monaten vor (13. Februar bis 28. April 2017). Dabei besteht bis 7. April 2017 die Möglichkeit zur Stellungnahme zum ÜNB-Konsultationsdokument, welche in zwei anschließenden Workshops diskutiert werden sollen (26./27. April 2017 für VNB/Erzeuger). Anschließend sollen in zwei weiteren jeweils einmonatigen Projektphasen bestehende Prozess- und Formatbeschreibungen angepasst, erweitert bzw. falls notwendig neu erstellt werden (Prozessbeschreibung im Mai und Formatbeschreibung im Juni). Den Prozess abschließend sollen in einem Workshop der ÜNB im Juli die finalen Implementierungsvorschriften vorgestellt werden, um in weiteren 6 Monaten die IT-mäßige Implementierung bis 11. Januar 2018 durchzuführen. Die ÜNB und die BNetzA bestätigen bereits an dieser Stelle, dass der ÜNB-Projektplan „relativ knappe Zeiträume“ und „ambitionierte Fristen“ beinhaltet – dies sei u. a. „europäischen Rechtsquellen zurückgehenden“ Fristen</p>	Umsetzungszeitraum	VKU

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisation
123_B			<p>Aus Sicht des VKU sind die im Projektplan der ÜNB aufgeführten Umsetzungsfristen zu kurz und für eine qualitativ hochwertige Implementierung angepasster und insbesondere neuer Datenmeldeprozesse bei den betroffenen Akteuren unrealistisch und nicht erreichbar. Das von der BNetzA bestätigte und bislang stark belastete System des Änderungsmanagements sollte auch hier eingehalten werden. Es handelt sich beim GLDPM-Vorschlag der ÜNB um noch in der Konsultationsphase befindliche neue Datenmeldeprozesse, mit stark kritisierten und weitreichenden Konsequenzen für die VNB. In diesem Zusammenhang bei der Erarbeitung bzw. Umsetzung davon auszugehen, dass dies ohne Friktionen idealtypisch ohne Probleme erfolgt, ist unrealistisch. Zumal die VNB anstelle des ÜNB-Vorschlages auf das in der Branche etablierte Konzept der Kaskade abstellen. Das Risiko, nicht qualitativ hochwertige Prozesse aufzusetzen, die kritische Konsequenzen für die Akteure nach sich ziehen, ist zu hoch und sollte unbedingt vermieden werden.</p> <p>Vor dem Hintergrund der derzeitigen enormen IT-technischen Herausforderungen für die gesamte Energiebranche bei der Umsetzung der prozessualen Anpassungen für das Interimsmodell im Zuge des Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) ist der vorgelegte Zeitplan der ÜNB dringend nachzubessern und an die Realität anzupassen.</p>	Umsetzungszeitraum	VKU

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisation
125			<p>Zu den im Konsultationsdokument genannten datenlieferungspflichtigen Marktakteuren gehören u.a. die 110 kV Verteilnetzbetreiber (VNB) mit einem direkten Anschluss an das HöS-Netz eines ÜNB. Diese VNB sollen zur Datenlieferung verpflichtet werden, die die ÜNB in die Lage versetzen Planungs- bzw. Prognosewerte der als relevant identifizierten signifikanten und volatilen Einspeisungen von Erzeugungen und Lasten, die im VNB-Bereich ihren Netzanschluss haben, sensitiv den Höchstspannungsknoten des ÜNB zuzuordnen. Von dieser Meldepflicht ist die DB Energie GmbH als Betreiber des 110-kV-Bahnstromnetzes betroffen. Unter dem Bahnstromnetz ist die bundesweite Bahnstrominfrastruktur zu verstehen. Diese Infrastruktur umfasst einerseits das zum Zwecke der Versorgung elektrischer Triebfahrzeuge betriebene 110-kV-Stromnetz mit einer Frequenz von 16,7 Hz inklusive der Umformer und Umrichter an den Verbindungspunkten zum vorgelagerten öffentlichen Netz. Es besteht zudem aus den Unterwerken, in denen die elektrische Energie auf die für den Zugbetrieb erforderliche Spannung von 15 kV herunter transformiert und in die entlang der Zugtrassen verlaufende 15 kV Oberleitung eingespeist wird. Die 15 kV Oberleitungen, an die die elektrischen Triebfahrzeuge angeschlossen sind, gehören nicht zum Bahnstromnetz, sondern sind als Teil der Schienen-Infrastruktur Eigentum der DB Netz AG. Bei der an die 15 kV Oberleitung angeschlossenen elektrischen Triebfahrzeugen, handelt sich außerdem, um mobile Stromverbraucher die aufgrund ihrer ständigen Ortsveränderung im ganzen Bundesgebiet und damit in allen Regelzonen tätig sind. 2/2 Damit ist die Erstellung der Planungs- bzw. Prognosewerte der als relevant identifizierten signifikanten und volatilen Lasten, der an das 110-kV-Bahnstromnetz angeschlossenen Stromverbraucher für den Netzbetreiber DB Energie nicht möglich. Die elektrischen Triebfahrzeuge verfügen zudem über keinen direkten Netzanschluss an das 110-kV-Bahnstromnetz, sondern übereinen Anschluss an die 15 kV Oberleitung und liegen somit nicht im Bereich des 110-kV-Bahnstromnetzes. Da es sich hier um mobile Stromverbraucher handelt, lässt sich die Stromentnahme der Triebfahrzeuge durch deren permanente Ortsveränderung nicht eindeutig einem bestimmten Höchstspannungsknoten der ÜNB zuzuordnen. Vorschlag der DB Energie Wie bereits erwähnt, handelt sich bei dem 110-kV-Bahnstromnetz um ein Netz mit einer Frequenz von 16,7 Hz. Aufgrund der Frequenz besteht keine direkte Verbindung zu den Netzen der öffentlichen Stromversorgung, die mit Drehstrom der Frequenz von 50 Hz betrieben werden. Jeglicher Energiebezug aus den 50-Hz-Drehstromnetzen muss in Umformer- und Umrichterwerken hinsichtlich der Frequenz angepasst werden. Einige dieser zentralen Umformer- und Umrichterwerke sind direkt an das HöS-Netz angeschlossen. Für diese Umformer- und Umrichterwerke werden Jahreslastgangprognosen erstellt, diese Prognosen werden dann regelmäßig in einem Viertelstunden-Raster aktualisiert. Die DB Energie schlägt daher vor, dass wir im Rahmen der Meldepflicht des VNB, den verantwortlichen ÜNB ausschließlich die Planungs- und Prognosewerte des Energiebezuges über diese Umformer- und Umrichterwerke aus dem Netz der öffentlichen Versorgung zur Verfügung stellen. Damit lässt sich die Auswirkung des Stromverbrauchs des deutschen Schienenverkehrs auf das ÜNB Netz auf direktem Weg ermitteln.</p>	Berücksichtigung des Bahnnetzes	DB Energie GmbH
126	1	10	<p>Im März 2016 wurde im Rahmen der Konsultation die Stellungnahme „DSO associations' response to ENTSO-E public consultation on the Common Grid Model Methodology and the Generation and Load Data Provision Methodology“ von europäischen Verteilnetzbetreibern eingereicht. Dort wird explizit auf die Aggregationsaufgabe des VNB hingewiesen „Moreover, the data aggregation task of the DSO is important from a „one-system perspective“. Aus welchem Grund wird dieser Ansatz nicht aufgegriffen?</p>	Verfahren	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisation
127	3	55	Konsultationsdokument: „ ... erstellen ist, hat jeder europäische Netzbetreiber ein Einzelnetzmodell ...“ Änderung: „ ... erstellen ist, hat jeder europäische Übertragungsnetzbetreiber ein Einzelnetzmodell ...“	Rechtliche Grundlagen	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
128	3	65	Sowohl für die GLDPM als auch für die CGMM gibt es einen Entwurf für eine Version 2 dieser Dokumente, welcher derzeit im Konsultationsprozess befindet. Es stellt sich die Frage, welche Auswirkungen zukünftige Versionen des Dokumentes auf die jetzt zu definierenden Datenaustausche haben. Doppelarbeiten sollten dabei vermieden werden. Etwaige Änderungen an den bisher vorliegenden Dokumenten sollten erneut zu konsultiert werden.	Verfahren	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
129	3	77	Konsultationsdokument: „(1) Für jeden Kapazitätsberechnungszeitbereich gemäß Artikel 14 Absatz 1 übermittelt jede Erzeugungseinheit und jede Lasteinheit, die Artikel 16 unterliegt, dem für die jeweilige Regelzone verantwortlichen ÜNB innerhalb der festgelegten Fristen die in der Methode für die Bereitstellung der Erzeugungs- und Lastdaten genannten Daten.“ Anmerkung: Der zitierte Artikel 16 bezieht sich ausschließlich auf Daten aus dem Übertragungsnetz, Daten aus den Verteilungsnetzen bzw. Verteilnetze allgemein werden hier nicht erwähnt. Gemäß dieses Artikels der CACM sind VNB nicht verpflichtet Daten zu liefern.	Rechtliche Grundlagen	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
130	4	87	Anmerkung: Die Kommentare beziehen offensichtlich auf Last- und Einspeisedaten. Daten von VNB werden hier nicht explizit genannt.	Rechtliche Grundlagen	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
131	4	111	Konsultationsdokument: „Ein unmittelbarer Bezug zum Prozess der Kapazitätsberechnung ist hinsichtlich der zu liefernden Daten nicht erforderlich“ Artikel 3 der GLDPM schreibt „1. This methodology sets out the generation and load data which may be required by TSOs in order to establish the common grid model ... provided the following conditions are met: a. the TSO requires the data in order to build its individual grid model or to meet other obligations that are essential to establish the common grid model; the set of required data shall be the minimum set that enables the TSO to do so;...“ Aus diesem Text geht eindeutig hervor, dass entsprechend der GLDPM ausschließlich Daten erhoben werden dürfen, die für die Erstellung des gemeinsamen Netzmodells unbedingt erforderlich sind. Außerdem wird betont, dass der ÜNB nur die minimal notwendigen Daten für die Erstellung dieses gemeinsamen Netzmodells erheben darf. Alle darüber hinaus gehenden Daten dürfen im Rahmen der GLDPM nicht erhoben werden.	Rechtliche Grundlagen	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortet in Abschnitt	Unternehmen / Organisation
132	4	116	Konsultationsdokument: „So bestimmt Artikel 19(3) der CACM Verordnung, dass "[d]ie Einzelnetzmodelle (...) alle Netzelemente des Übertragungsnetzes [umfassen], die in der regionalen Betriebssicherheitsanalyse für den betreffenden Zeitbereich verwendet werden." Anmerkung: Explizit werden in der CACM für die regionale Betriebssicherheitsanalyse benötigte Netzelemente der Übertragungsnetze genannt, keine Daten aus der Verteilnetzebene. Der Umfang einer regionalen Betriebssicherheitsanalyse ist durch die CACM bislang noch nicht definiert. Hierzu wird die zum heutigen Zeitpunkt nicht geltende Guideline System Operations (GL SysOp) einen wesentlichen Beitrag leisten. Erst im Rahmen der Umsetzung der GL SysOp wird in einem gemeinschaftlichen Verfahren der Umfang einer regionalen Betriebssicherheitsanalyse auf europäischer Ebene festgelegt. Diesen Prozess unterstützen die deutschen VNB explizit. Eine auf nationaler Ebene stattfindende Vorabbestimmung der benötigten Daten einer regionalen Betriebssicherheitsanalyse im Rahmen der Umsetzung der GLDPM entbehrt jedoch jeglicher Grundlage und wird daher von VNB-Seite kategorisch abgelehnt. Stattdessen befürworten die VNB eine gemeinschaftliche Erarbeitung einer Branchenlösung. Hierzu haben die VNB mehrfach konstruktive Vorschläge sowie Willen und Bereitschaft zu Gesprächen gegenüber den ÜNB und auch der BNetzA bekundet.	Rechtliche Grundlagen Regionale Betriebssicherheitsanalyse	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
133	4	120-122	Konsultationsdokument: „Die Erforderlichkeit eines Datums für die regionale Betriebssicherheitsanalyse ist eine hinreichende Bedingung dafür, dass die ÜNB dieses Datum von den Adressaten der GLDPM anfordern dürfen.“ Anmerkung: Siehe Kommentar zu Zeile 116 ff. Zudem ist „hinreichend“ durch „notwendig“ zu ersetzen.	Regionale Betriebssicherheitsanalyse	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
134	4	124-128	Konsultationsdokument: „In dem vorliegenden Konsultationsdokument beschreiben die deutschen ÜNB die Daten, die in der GLDPM beschrieben sind und die die deutschen ÜNB bei den jeweils zur Lieferung verpflichteten Funktionseinheiten entsprechend anfordern. Entsprechend den Vorgaben aus Artikel 16(6) der CACM Verordnung stellen die ÜNB - jeweils getrennt nach verschiedenen Kategorien von Funktionseinheiten - ...“ Anmerkung: Der Begriff Funktionseinheit ist weder in der CACM noch in der FCA eindeutig definiert. Eine schlüssige Definition findet sich im Kapitel 4 „Kategorien relevanter Funktionseinheiten“ des Konsultationsdokuments nicht. Im Kapitel 4 werden drei Kategorien genannt. Die beiden Kategorien 4.2 „Erzeugung“ und 4.3 „Verbrauchstellen (VS)“ kann man gemäß Artikel 16 (1), (2), (3), (4) und insbesondere (6 a) „jede Erzeugungseinheit und jede Lasteinheit“ als Funktionseinheit gemäß der CACM verstehen. Die Kategorie 4.1 „VNB-Netze“ als Funktionseinheit zu betrachten entbehrt der rechtlichen Grundlage auf Basis der CACM. Der Begriff „Funktionseinheit“ ist im Sinne der CACM Artikel 16 eindeutig zu definieren. Verteilungsnetze „VNB-Netze“ sind gemäß CACM keine Funktionseinheit. Des Weiteren stellt auch der Begriff „Verbrauchstellen (VS)“ einen eindeutig missverständlichen Begriff dar. Verbrauchstellen setzen sich aus vielen Funktionseinheiten, z.B. nur Verbrauchseinheiten und/oder Erzeugungseinheiten zusammen somit entbehren auch die Informationsanforderungen an die „Verbrauchstellen (VS)“ die rechtliche Basis gemäß CACM.	Rechtliche Grundlagen	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
135	6	181	Konsultationsdokument: „Im Anschluss daran stehen für die fristgerechte Umsetzung und IT-mäßige Implementierung der GLDPM bis zum 11. Januar 2018 sechs Monate zur Verfügung.“ Anmerkung: Die deutschen VNB weisen darauf hin, dass der Umsetzungszeitraum sehr ambitioniert erscheint und nur - wenn überhaupt - mit einer gemeinsam entwickelten Branchenlösung erreicht werden kann.	Umsetzungszeitraum	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisationen
136	6	185-187	Konsultationsdokument: „Diese verglichen mit den Gepflogenheiten des deutschen Marktes relativ knappen Zeiträume sind den auf die entsprechenden europäischen Rechtsquellen zurückgehenden Fristen geschuldet.“ Anmerkung: Im Konsultationsdokument findet sich keinerlei Hinweis für eine sinnvolle Interimslösung. Die knappen Zeiträume können dazu führen, dass unpraktikable Lösungen eingeführt werden und sinnvolle Abläufe verhindert werden. Eine sinnvolle Interimslösung ist ggf. vorzusehen.	Umsetzungszeitraum	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
137	6	185-190	Konsultationsdokument: „... angeforderten Daten für die Erstellung von qualitativ hochwertigen, die Netzsituation möglichst genau beschreibenden und auf einem harmonisierten Format basierenden Einzelnetzmodellen benötigt werden, die ...“ Anmerkung: Aufgrund dieses Anspruches an die Qualität stellt sich wiederum die Frage nach einer sinnvollen Interimslösung oder einer gemeinsamen Branchenlösung.	Umsetzungszeitraum	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
138	7	208	Konsultationsdokument: „Dies gilt insbesondere dann, wenn diese Fristen nicht apodiktisch gesetzt werden, sondern wie in Art. 18 Abs. 4 GLDPM-Vorschlag auch darauf abgestellt wird, dass die Datenlieferungsprozesse zunächst eine hinreichende Testphase absolviert haben müssen. (...) Insoweit kann die Beschlusskammer keinen Umstand erkennen, dass die in Art. 18 GLDPM-Vorschlag enthaltenen Fristen unangemessen wären.“ (S. 6) Anmerkung: Der Plan zur weiteren Umsetzung insbesondere bzgl. der Testphase (Zeitplan und Inhalt) ist bislang nicht klar und muss von den ÜNB erläutert werden. Je nach Ausprägung wird der Druck auf die Einhaltung des Zeitplans hierdurch erhöht.	Umsetzungszeitraum	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
139	8	251-254	Konsultationsdokument: „Eine regionale Betriebssicherheitsanalyse umfasst grundsätzlich alle computerbasierten, manuellen und automatischen Aktivitäten, welche zur Bewertung der Betriebssicherheit im Übertragungsnetz sowie zur Ermittlung von Gegenmaßnahmen zur Wahrung der Betriebssicherheit nötig sind.“ ... Fußnote 5: „5 Vgl. auch die Definition in Artikel 3 (50) der voraussichtlich im Sommer 2017 in Kraft tretenden Commission Regulation (...) establishing a guideline on electricity transmission system operation.“ Anmerkung: Auch im Konsultationspapier wird von den ÜNB bereits anerkannt, dass die regionale Betriebssicherheitsanalyse auf europäischer Ebene in der GL SysOp beschrieben wird und die benötigten Daten in der GL SysOp definiert werden. Diesen Prozess unterstützen die deutschen VNB explizit. Gleichzeitig wird in Fußnote 5 ebenfalls anerkannt, dass die GL SyOP voraussichtlich, d.h. frühestens, im Sommer 2017 in Kraft tritt. Eine auf nationaler Ebene stattfindende Vorabbestimmung der benötigten Daten einer regionalen Betriebssicherheitsanalyse im Rahmen der Umsetzung der GLDPM entbehrt jedoch jeglicher Grundlage und wird daher von VNB-Seite abgelehnt. Stattdessen befürworten die VNB eine gemeinschaftliche Erarbeitung einer Branchenlösung. Hierzu haben die VNB mehrfach konstruktive Vorschläge sowie Willen und Bereitschaft zu Gesprächen gegenüber den ÜNB und auch der BNetzA bekundet.	Regionale Betriebssicherheitsanalyse	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
140	8	254	Änderung nach dem Satz in 254: Dementsprechend sind sämtliche für die regionale Betriebssicherheitsanalyse geforderten Daten der ÜNB ausschließlich unter Vorbehalt der in der GL SysOP definierten Daten zu verstehen. Für über die GL SysOP hinausgehende Datenanforderungen fehlt die formale Grundlage.	Regionale Betriebssicherheitsanalyse	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisation
141	8	274	Konsultationsdokument: „Die Verlagerung der Einspeisung in die Verteilungsnetze führt zum Erfordernis, die daraus resultierenden Effekte detailliert abzubilden, um die erheblichen Auswirkungen auf das Übertragungsnetz rechtzeitig zu erkennen und zu bewerten.“ Änderung: Streichen von „detailliert“ und „erheblichen“: Die Verlagerung der Einspeisung in die Verteilungsnetze führt zum Erfordernis, die daraus resultierenden Effekte abzubilden, um die Auswirkungen auf das Übertragungsnetz rechtzeitig zu erkennen und zu bewerten. Anmerkung: Aus Sicht des BDEW führt die Verlagerung der Einspeisung in die Verteilungsnetze zum Erfordernis, den Verteilungsnetzbetreiber stärker in die Systemverantwortung einzubeziehen. Damit ist eine dem Gedanken der Kaskade entgegenlaufende, parallele detaillierte Betrachtung der VNB-Netze durch den ÜNB auf der HS-Ebene nicht notwendig. Eine solche Überschneidung der Verantwortlichkeiten würde nur zu einem komplexeren und fehleranfälligeren System führen.	Modellierung der HS-Ebene	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
142	9	285	Die Abkürzung „CWE-Region“ ist im Dokument nicht erklärt.	Redaktionelle Änderungen	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
143	9	287	Konsultationsdokument: „Im Rahmen des Flow-Based-Verfahrens wird die freie Kapazität für relevante kritische Zweige bestimmt. Kritische Zweige sind Betriebsmittel im Übertragungsnetz (Leitungen oder Transformatoren), auf denen es bei Normalbetrieb oder Ausfall eines oder mehrerer anderer Betriebsmittel (N-1-Prinzip) gemäß den Ergebnissen der regionalen Betriebssicherheitsanalyse zu Überlastungen kommen kann.“ Änderung: am Ende des Absatzes einfügen von „ ...und die signifikant durch einen europäischen grenzüberschreitenden Handel beeinflusst werden. Daher sind nicht alle ÜNB-Leitungen kritische Zweige – insbesondere keine Leitungen im Verteilungsnetz.“	Redaktionelle Änderungen	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
144	9	301	Konsultationsdokument: „Struktur und elektrische Daten des in der Betriebssicherheitsanalyse zu betrachtenden Netzbereiches.“ Änderung: „Struktur und elektrische Daten des in der Betriebssicherheitsanalyse zu betrachtenden Übertragungsnetzbereiches.“	Redaktionelle Änderungen	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
145	9	307	Konsultationsdokument: „Für die erwartete Einspeisung aus erneuerbaren Energieträgern sowie die Lastsituation kann der ÜNB Prognosen heranziehen.“ Änderung: „Für die erwartete Einspeisung aus erneuerbaren Energieträgern sowie die Lastsituation können Prognosen herangezogen werden.“	Redaktionelle Änderungen	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
146	9	307-309	Konsultationsdokument: „Über die Kraftwerkseinsatzplanung von übermorgen hingegen können wegen der erst am Vortag stattfindenden Markträumung und folgenden Einsatzplanung seitens der Kraftwerksbetreiber nur Annahmen getroffen werden.“ Anmerkung: „Diese Aussage ist so für sich nicht korrekt, da je nach Kraftwerkstypus, insbesondere von städtisch wärmegeführten Kraftwerken, die Kraftwerkseinsatzplanung nicht ausschließlich stromgeführt ist. Auch in den Verteilnetzen findet ein Datenaustausch bzgl. der Kraftwerkseinsatzplanung z.B. als „Week-ahead“ statt. Je nach Bedürfnissen im Verteilernetz findet ein kontinuierlicher Planungsprozess wöchentlich, monatlich oder sogar noch längerfristiger statt. Auch kürzere Planungsprozesse z.B. als „Day-ahead“ werden bei Bedarf in ein-gespielter Qualität durchgeführt.“	Redaktionelle Änderungen	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisation
147	10	324	Nach dem Absatz einfügen: „Der Referenzlastfluss ist durch die bis zu 2-Tagesvorausschau mit starker Unsicherheit behaftet. Dieses beruht zum einen auf den Unsicherheiten der Vermarktung von Erzeugungseinheiten (Preise werden erst day-ahead festgelegt), Kraftwerksausfällen, Lastunsicherheit sowie insbesondere der Prognoseunsicherheiten von Erneuerbaren Energien Anlagen. Zum anderen verstärken weitere Einflüsse, wie bspw. das Wetter die Unsicherheit. Im Ergebnis sind signifikante Prognoseabweichungen bei der Kapazitätsberechnung nicht zu vermeiden.“	Redaktionelle Änderungen	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
148	10	329	Nach dem Absatz einfügen: „Die Simulation auf Basis der GSK ist eine vereinfachende Abschätzung der Wirkung der Erzeugung auf den Energieaustausch zwischen Marktgebieten. Insbesondere die Linearisierung im unsicheren Referenzflussfall kann nur eine grobe Näherung der tatsächlich eintretenden Situation darstellen.“	Redaktionelle Änderungen	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
149	10	337	Konsultationsdokument: „Dies [die Kapazitätsberechnung] ist jedoch immer schwieriger...“ Anmerkung: Die Verlagerung einer volatilen Erzeugungslandschaft in die Verteilungsnetze bedingt eine Betrachtung der Effekte aus dem Verteilungsnetz in das Übertragungsnetz, die aus Sicht beider Beteiligten zunehmend schwieriger wird. Die Lösung kann jedoch nicht sein, dass der ÜNB detaillierte Untersuchungen im Netz des VNB durchführt, sondern dass jeder die Prognosen in seinem Verantwortungsbereich erstellt und dem jeweiligen Anderen das prognostizierte Verhalten an der Übergabestelle zur Verfügung stellt.	Redaktionelle Änderungen	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
150	10	335-336	Konsultationsdokument: „Für die Kapazitätsberechnung ist es daher unabdingbar, die Höhe und Sensitivität aller Einspeisungen und Lasten je Netzknoten im Höchstspannungsnetz (HöS-Netz) möglichst genau zu bestimmen.“ Anmerkung: Die pauschale Aussage die Höhe der Sensitivität aller Einspeisungen und Lasten je Netzknoten im HöS-Netz geht über das gebotene Ziel der GLDPM, CACM und FCA hinaus. In den Zeilen 287-288 beziehen sich die freien Kapazitäten auf relevante kritische Zweige und in den Zeilen 326-327 auf partizipierende Marktgebiete. Der kausale Zusammenhang dieses Verfahrens möglichst genau auch für Netzknoten durchzuführen die keine Auswirkungen auf kritische Zweige und Marktgebiete haben erzeugt bei allen Betroffenen unnötigen administrativen Aufwand. Ergänzung: Deshalb ist „...“, die Höhe und Sensitivität aller Einspeisungen und Lasten je Netzknoten im Höchstspannungsnetz (HöS-Netz) mit Auswirkung auf kritische Zweige möglichst genau zu bestimmen. Bei unkritischen Netzknoten reicht eine aggregierte Bereitstellung der Daten aus dem Verteilnetz gemäß Branchenvereinbarung aus.“ zu ergänzen.	Redaktionelle Änderungen	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisation
151	10	344-361	<p>Streichung der Zeilen 345-361, stattdessen in Zeile 244 nach dem verbleibenden Satz den folgenden Text einfügen:</p> <p>„Allerdings ist unklar, ob unter den zuvor genannten Unsicherheiten und Modellvereinfachungen eine detaillierte Abbildung eines 110 kV Netzes wirklich zu einer Verbesserung der Ergebnisgüte beiträgt. Zur Berücksichtigung dieser Effekte reicht eine aggregierte Lastflussprognose je HöS-Netz-knoten aus:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Der Lastfluss in einem vermascht betriebenen Hochspannungsnetz (HS-Netz) mit mehreren Netz-knoten zum HöS-Netz steht in Wechselwirkung mit dem Lastfluss im Übertragungsnetz. Daher sind auch den nachgelagerten VNB vom ÜNB Ersatznetzmodelle an den Übergabestellen zu liefern. Unter den genannten Unsicherheiten der europäischen Kapazitätsberechnung ist eine Berücksichtigung der Wechselwirkung auf Basis zeitlich variabler Ersatznetze möglich und angemessen. Somit ist sowohl der Normalbetrieb, aber insbesondere auch Ausfälle von Betriebsmitteln im betrachteten HöS-Netz abbildbar. • Sollte der ÜNB im Einzelfall belegbar detaillierte Informationen über einzelne Betriebsmittel im HS-Netz benötigen, so können in bilateraler Abstimmung zwischen ÜNB und VNB auch detailliertere Daten der entsprechenden Betriebsmittel übermittelt werden. • Zur Berücksichtigung von Prognoseunsicherheiten von Lasten und Erzeugern muss der ÜNB deren Sensitivität je HöS-Netz-knoten bei durch den VNB geplanter Topologie des HS-Netzes kennen. Der VNB stellt dementsprechend den ÜNB an den Übergabestellen ein zeitlich variables, reduziertes Netzmodell zur Verfügung. Dieses Modell berücksichtigt die durch den VNB geplanten Schalthandlungen, Engpassmanagement-Maßnahmen wie auch Sensitivitäten der Einspeisungen und Lasten. Die Simulation der Auswirkung von Energieaustauschen zwischen den Marktgebieten mittels GSK setzt voraus, dass der ÜNB Kenntnis über die Sensitivität je HöS-Netz-knoten hat und die nötigen Attribute wie Verfügbarkeit, Erzeugungskosten oder technische Grenzen seinen Netz-knoten zuordnen kann. Auch der Effekt marktpreisbedingter reduzierter Einspeisungen kann durch das vorgeschlagene Vorgehen berücksichtigt werden, da die Sensitivitäten der Anlagen auf die HöS-Netz-knoten bekannt sind.“ 	Redaktionelle Änderungen	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
152	11	384	<p>Konsultationsdokument: „Der ÜNB benötigt daher grundsätzlich alle Einspeise- und Verbrauchsdaten in hinreichender regionaler Auflösung.“</p> <p>Änderung: „Der ÜNB benötigt daher grundsätzlich Einspeise- und Verbrauchsdaten in geeigneter Auflösung, wie sie die Regelungen der GL-SysOp vorsehen.“</p> <p>Anmerkung: In der Präambel der GLDPM wird explizit darauf hingewiesen, dass die Einspeise- und Verbrauchsdaten an den Übergabepunkten zu betrachten sind: „Generation encompasses all injections into the transmission network and „Load“ encompasses all withdrawals from the transmission network.“ Wenn diese Daten vom VNB zur Verfügung gestellt werden können, dann ist nicht ersichtlich, warum der ÜNB alle Daten in regionaler Auflösung benötigt.</p>	Redaktionelle Änderungen	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
153	12	415	<p>Nach dem Absatz einfügen: „Deshalb stellen die VNB den ÜNB zeitlich variable Ersatznetzmodelle (also Berücksichtigung von Schalthandlungen etc., nicht statisch) zur Verfügung.“</p>	Redaktionelle Änderungen	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
154	13	455	<p>Die Abbildung 1 ist in dem dargestellten Kontext unklar. Es ist insbesondere unklar, welcher Anteil der Sensitivität aus der Veränderung des Leistungswertes am HöS/HS-Netz-knoten verursacht wird und welche aus der Anpassung der externen Lastflüsse.</p>	Redaktionelle Änderungen	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisationen
155	13	470-471	<p>Streichen der zwei Sätze und ersetzen durch: „Für die dargestellten Berechnungen wurden erhebliche vereinfachende Annahmen vorgenommen. So wird z.B. durch die ausschließliche Substitution der Erzeugungsleistung auf Erzeugungseinheiten außerhalb Deutschlands (siehe Fußnote 7) die tatsächliche Sensitivität massiv überschätzt, da in der Realität auch innerhalb der Regelzone substituiert wird. Berechnungen der VNB unter realitätsnäheren Annahmen weisen eine erheblich geringere Sensitivität des 110-kV-Netzes auf.“</p> <p>Anmerkung: „Selbst wenn die ÜNB keinerlei Daten über das unterlagerte Verteilnetz haben und also die Einspeiser des Verteilnetzes nur dem geografisch nächstgelegenen HöS-Knotens zuweisen, überschreitet der Fehler auf dem Grenzkuppelstromkreis nicht die allgemein akzeptierte Messunsicherheit von 3 %. Die Ungenauigkeit bei fehlender Modellierung des einem grenznahen HöS-Knoten unterlagerten 110-kV-Netzes verursacht nach Rechnungen der VNB bei simuliertem Ausfall eines 110-kV-Doppelsystems einen Fehler, der 3 % nicht überschreitet. Das ist der schlimmste n-1-Fall, der für das 110-kV-Netz angenommen werden kann. Diese einfache Rechnung zeigt bereits, dass eine Abbildung der 110-kV-Netze für eine regionale Betriebssicherheitsanalyse nicht erforderlich ist. Bei fehlerhafter Modellierung (bspw. durch ein nicht erfolgtes Update des Netzersatzmodells bei Leitungsausfall) überschreitet der Fehler 2 % nicht. Für grenzferne HöS-Knoten und unterlagerte HS-Netze nimmt der Fehler drastisch ab. In der aggregierten Darstellung der Abb. 1 des Konsultationsdokuments wird vernachlässigt, dass benachbarte HöS-Knoten ähnliche Sensitivitäten auf Grenzleitungen aufweisen und somit der Unterschied zwischen zwei benachbarten Knoten in der Bewertung der Abweichung berücksichtigt werden muss.“</p>	Redaktionelle Änderungen	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
156	14	500	Es ist nicht erkennbar, wie eine detaillierte Kenntnis des VNB-Netzes durch den ÜNB das beschriebene Problem entschärft hätte.	Redaktionelle Änderungen	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
157	16	523-523	<p>Konsultationsdokument: „Diese Situation zeigt ebenso deutlich auf, dass seitens der ÜNB ein Bedarf an Informationen über marktbasierende Abregelungen durch Direktvermarkter besteht.“</p> <p>Änderung: „Diese Situation zeigt ebenso deutlich auf, dass seitens aller Netzbetreiber ein Bedarf an Informationen über marktbasierende Abregelungen durch Direktvermarkter besteht.“</p>	Redaktionelle Änderungen	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisation
158	16/17	Ab 528	<p>Text streichen und ersetzen durch: „Die zunehmende Verlagerung der Erzeugung in die Verteilungsnetze macht es erforderlich, der Berücksichtigung der HS-Ebene auch im Rahmen der Kapazitätsberechnung größere Aufmerksamkeit zu widmen. Hierfür ist eine Reduzierung des HS-Netzes an den Übergabestellen (Umspannwerken zum HöS-Netz) unter Festlegung eines Qualitätsstandards (nachstehend näher erläutert) sowie eine Lieferung von Sensitivitätsmatrizen bereits aus den zuvor genannten Punkte sinnvoll und ausreichend. Ferner bietet dieses Vorgehen in Bezug auf die Zukunftsfähigkeit, die Einbeziehung der Mittelspannungsnetze und die Berücksichtigung von Maßnahmen im HS-Netz (z.B. Einspeisemanagement) weitere signifikante Vorteile für eine effiziente Ausgestaltung des Energiesystems. Sollte der ÜNB im Einzelfall belegbar detaillierte Informationen über einzelne Betriebsmittel im HS-Netz benötigen, so können in bilateraler Abstimmung zwischen ÜNB und VNB auch detailliertere Daten der entsprechenden Betriebsmittel übermittelt werden. Grundsätze für die Reduzierung des HS-Netzes an den Übergabestellen inkl. Sensitivitätsmatrizen: 1. Reduzierung des HS-Netzes auf Übergabestellen zum ÜNB (Umspannwerke) durch den VNB. 2. Hierzu werden Netzersatzelemente an den Übergabestellen gebildet. 3. Zusätzlich werden Sensitivitäten von Einspeisungen und Lasten aus dem Verteilnetz (HS-Netz und unterlagert) auf die Übergabestellen (Umspannwerke) geliefert (Sensitivitätsmatrix). Die Detaillierung dieser Sensitivitäten richtet sich dabei nach den in GLDPM beschriebenen Anforderungen, also hinsichtlich der aggregierten Last sowie der Erzeugung und Erzeugungskapazität unterteilt nach Primärenergieträger. Weitere Detaillierung können in bilateraler Abstimmung zwischen ÜNB und VNB vorgenommen werden. Hiermit wird auch die von den ÜNB herausgestellte Vermaschung des HS-Netzes adäquat berücksichtigt wird. 4. Die Netzersatzelemente und Sensitivitätsmatrix je Übergabestelle berücksichtigen die geplanten Schalthandlungen im HS-Netz. Dementsprechend handelt es sich nicht um ein statisches Modell. Vielmehr werden Netzersatzelemente und Sensitivitätsmatrix zeitlich angepasst. 5. In bilateraler Abstimmung können zudem detaillierte Daten einzelner Betriebsmittel, wie z.B. die erste Masche, übermittelt werden, sollte eine belegbar hohe Signifikanz dieser Betriebsmittel auf die Ergebnisse der Kapazitätsberechnung vorhanden sein. Eine Reduzierung des weiteren HS-Netzes sowie die Sensitivitätsmatrix werden dann auf die Netzknoten der detailliert übermittelten Betriebselemente geliefert. 6. Die übermittelten Netzersatzelemente und Sensitivitätsmatrix haben einen Anspruch an eine hohe Genauigkeit. Daher dürfen aufgrund der Reduktion des HS-Netzes sowie der Berechnung der Sensitivitätsmatrix im Ziel nur geringe Fehler je Übergabestelle erfolgen. 7. Zur Qualitätssicherung und gemeinsamen Verbesserung des Modells durch VNB und ÜNB werden in regelmäßigen Abständen reale Netzstrukturen in Form von Snapshots ausgetauscht und ex post eine Validierung der Genauigkeit des Modells herbeigeführt.</p>	Modellierung der HS-Ebene	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
159	18	564-568	<p>Konsultationsdokument: „Eine durch die Reduktion eines galvanisch verbundenen HS-Netzes und den Entfall der Transparenz von Schaltmöglichkeiten verursachter Fehler der Lastflussverteilung zwischen den mit dem HS-Netz über Trafos verbundenen HöS-Knoten von bis zu 10 MW je HöS-/HS-Trafo erscheint aus Sicht der ÜNB tolerierbar.“ Anmerkung: Die Grenze von 10 MW ist (auch lt. Konsultationsveranstaltung am 3. März 2017) willkürlich durch die ÜNB gewählt. Grundsätzlich wäre auch eine höhere Grenze denkbar und belegbar.</p>	Modellierung der HS-Ebene	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisation
160	18	589-591	Konsultationsdokument: „Die ÜNB behalten sich vor, den Datenbedarf im Lichte der Erfahrungen und neuer Erfordernisse zu überprüfen und ggf. anzupassen.“ Änderung: „Die ÜNB behalten sich vor, in angemessenen zeitlichen Abständen den Datenbedarf im Lichte der Erfahrungen und neuer Erfordernisse zu überprüfen. Die für eine Anpassung notwendigen formalen Grundlagen sind zu schaffen und die Anpassung erfolgt in Abstimmung mit den beteiligten Parteien.“	Bilaterale Abstimmungen	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
161	18	598-599	Konsultationsdokument: „Wie oben dargelegt ist dieser Adressatenkreis in Zukunft möglicherweise anzupassen.“ Änderung: Satz streichen und ersetzen durch: „Die Berücksichtigung dem HS-Netz unterlagerter Netzebenen erfolgt durch Ersatznetzbereitstellung der einzelnen VNB an den vorgelagerten Netzbetreiber (Kaskadenprinzip).“	Modellierung der HS-Ebene	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
162	18	506-608	Konsultationsdokument: „Planungs- bzw. Prognosewerte der als relevant identifizierten signifikanten und volatilen Einspeisungen von Erzeugungen und Lasten, die im VNB-Bereich ihren Netzanschluss haben, sensitiv den Höchstspannungsknoten des Übertragungsnetzes zuzuordnen.“ Änderung, neuer Satz: „Planungs- bzw. Prognosewerte der als relevant identifizierten signifikanten und volatilen Einspeisungen von Erzeugungen und Lasten, die im VNB-Bereich ihren Netzanschluss haben, sensitiv den Höchstspannungsknoten des Übertragungsnetzes zugeordnet vom VNB zu erhalten.“	Modellierung der HS-Ebene	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
163	18	609	Konsultationsdokument: „mit Hilfe von einheitenscharfen und energieträgerscharfen Veränderungen (Variationen) dieser Einspeisungen und Entnahmen innerhalb der von diesen Einheiten übermittelten technischen Grenzen mögliche Kapazitätsgrenzen an engpassbehafteten Stellen im Übertragungsnetz zu ermitteln.“ Änderung: „mit Hilfe von energieträgerscharfen Veränderungen (Variationen) – gemäß GLDPM Anforderung - dieser Einspeisungen und Entnahmen innerhalb der von diesen Einheiten übermittelten technischen Grenzen mögliche Kapazitätsgrenzen an engpassbehafteten Stellen im Übertragungsnetz zu ermitteln.“	Modellierung der HS-Ebene	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
164	19	623	Änderung: Nach dem Satz einfügen: „Insbesondere müssen die nachfolgend genannten Daten dem jeweiligen Anschlussnetzbetreiber zur Verfügung gestellt werden. Dieses ist zur Gewährleistung der hohen Genauigkeit der Kapazitätsberechnung erforderlich.“	Bidirektionaler Austausch mit VNB	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
165	21	696	Konsultationsdokument: „Auch die Liste der Datenbedarfe ist ggfls. in Zukunft im Lichte der Erfahrungen und im Lichte sich abzeichnender neuer Erfordernisse mit einer angemessenen Vorlaufzeit anzupassen.“ Dieser Absatz ist entsprechend des Kommentars zu Zeile 598 anzupassen.	Bilaterale Abstimmungen	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
166	22	718	Bei der Datenlieferung vom VNB an den ÜNB sollen grundsätzlich auch andere Datenformate möglich sein. Die Abstimmung ist bilateral zwischen ÜNB und VNB zu treffen, ggf. in Abhängigkeit der Kosten für eine entsprechende Umstellung der Datenformate.	Datenformate	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortet in Abschnitt	Unternehmen / Organisationen
167	22	719-723	Änderung: Streichen des zweiten und dritten Satzes in Kapitel 5.1.1 „Soweit die bereits verfügbare umfangreiche CGMES-Dokumentation für die Implementierung im Rahmen der GLDPM-Umsetzung nicht ausreichend sein sollte, wäre die Dokumentation in nachfolgenden Projektphasen entsprechend zu erweitern. Die erforderlichen Stammdaten ergeben sich aus dem CGMES Format (insbesondere aus dem EQ-Profil), so dass diese hier nicht im Einzelnen beschrieben werden sollen.“ Anmerkung hierzu: Das CGMES-Format gilt nur für den Datenaustausch zwischen Übertragungsnetzbetreibern, wobei dieses in Deutschland nach Aussage der ÜNB noch nicht oder noch nicht vollständig angewendet wird. Ein bloßer Verweis auf ein EQ-Profil in der CGMES erfüllt nicht die Anforderungen an die laut GLDPM vorgeschriebene Informationspflicht der erforderlichen Stammdaten. Die VNB bieten eine kurzfristige Abstimmung der erforderlichen Stammdaten in Abhängigkeit von der der gewählten Variante nach 3.3.4 an. Einfügen eines neuen Satzes nach Satz 1 in Kapitel 5.1.1: Die erforderlichen Stammdaten werden zwischen ÜNB und VNB abgestimmt.	Datenformate	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
168	22	723	Konsultationsdokument: „...“; als Grundlage für die entsprechenden Datenanforderungen dient Artikel 5 der GLDPM. Anmerkung Seite 8; Zeile 251 – 254 inkl. Fußnote 5 gilt hier entsprechend.	Regionale Betriebssicherheitsanalyse	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
169	22	725	Zur Erstellung der Planungsdaten für das VNB-Netz werden die Stamm- und Planungsdaten aller im VNB-Netz angeschlossenen NVR und VS (entsprechend der Definitionen in Kapitel 4.2.1, 4.2.2., 4.2.3, 4.3) benötigt.	Bidirektionaler Austausch mit VNB	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
170	22	727-731	Streichen des Textes in Absatz 5.1.2 Planungsdaten: „Auch die von den VNB angeforderten Planungsdaten ergeben sich aus dem CGMES-Format. Netzmodelle müssten für alle Stunden des Zeltages zu den beiden in der GLDPM angegebenen Zeitpunkten übermittelt werden. Konkrete Angaben zur Bildung der Netzmodelle müssen im Rahmen der Formatbeschreibung des CGMES definiert werden. Die an den ÜNB zu übermittelnden Netzmodelle repräsentieren die Bewegungsdaten des VNB. Eine tabellarische Auflistung von Bewegungsdaten gemäß Art. 6 und 7 der GLDPM erscheint deshalb hier nicht sinnvoll. (In Abschnitt 3.3.4 werden die von den VNB angeforderten Daten allgemein erläutert.“) Anmerkung hierzu: Das CGMES-Format gilt nur für den Datenaustausch zwischen Übertragungsnetzbetreibern, wobei dieses in Deutschland nach Aussage der ÜNB noch nicht oder noch nicht vollständig angewendet wird. Ein bloßer allgemeiner Verweis auf die CGMES erfüllt nicht die Anforderungen an die laut GLDPM vorgeschriebene Informationspflicht der erforderlichen Planungsdaten. Die VNB bieten an, die erforderlichen Planungsdaten kurzfristig abzustimmen.	Modellierung der HS-Ebene	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
171	22	730	Einfügen zweier neuer Sätze in Kapitel 5.1.2 Planungsdaten: In Abschnitt 3.3.4 werden die von den VNB angeforderten Daten allgemein erläutert. Eine Detailabstimmung zwischen ÜNB und VNB erfolgt noch.	Modellierung der HS-Ebene	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisation
172	22	739-740	Ersetzen des Wortes „ÜNB“ durch „Netzbetreibern“ bzw. „Netzbetreiber“	Modellierung der HS-Ebene	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
173	23	746	Einfügen zweier Sätze am Ende der Zeile 746: „Die Stammdaten sind an die Verteilnetzbetreiber, an deren Netz die relevanten NVR angeschlossen sind, zu liefern. Die Verteilnetzbetreiber liefern die Daten an die vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der Kaskade weiter.“	Datenwege	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
174	24	757-758	Konsultationsdokument: „Die Meldung von marktbasieren Abregelungen erfolgt für das gesamte Portfolio eines EIV pro Regelzone.“ Ersetzen durch: „Die Meldung von marktbasieren Abregelungen erfolgt für das gesamte Portfolio eines EIV pro Netzgebiet an den Anschlussnetzbetreiber. Die Verteilnetzbetreiber liefern die Daten an die vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der Kaskade weiter.“	Datenwege EE NVR	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
175	27	770-772	Konsultationsdokument: „Die ÜNB gehen davon aus, dass dieser Adressatenkreis insgesamt überschaubar bleibt mit einer erwarteten Anzahl betroffener Unternehmen von < 100. Vor diesem Hintergrund wird ein manueller Stammdatenaustausch in Analogie zum KWEP-1 - Prozess vorgeschlagen. Die Übermittlungsfristen folgen den in Artikel 16 der GLDPM beschriebenen Standard-Fristen.“ Ersetzen durch: „Die Stammdaten sind an die Netzbetreiber, an deren Netz die Lasten angeschlossen sind, zu liefern. Die Verteilnetzbetreiber liefern die Daten an die vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der Kaskade weiter. Die Übermittlungsfristen folgen den in Artikel 16 der GLDPM beschriebenen Standard-fristen.“	Datenwege	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
176	28	777	Am Anfang der Zeile einfügen: „Die Planungsdaten sind an die Netzbetreiber, an deren Netz die Lasten angeschlossen sind, zu liefern. Die Verteilnetzbetreiber liefern die Daten an die vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der Kaskade in Abhängigkeit von der gewählten Variante nach 3.3.4 weiter.“	Datenwege	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
177	29	728	Die Erstellung der Prozesse und Formate ist im Konsultationsdokument nur grob beschrieben bzw. wird auf die Zeit nach der Konsultation verwiesen. In Anbetracht der kurzen zeitlichen Fristen ist schnellstmöglich zu klären, wie die Erarbeitung der Prozesse und Formate erfolgt und wie eine angemessene Beteiligung der Branche sichergestellt werden kann.	Verfahren	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
178			Erzeugungsanlagen werden über die GLDPM zu weitreichenden Datenlieferungen verpflichtet. Eine zentrale Forderung des BDEW ist hier die vorgesehenen Preis-/Kostendaten durch die Direktbelieferung mit D-2-Prognosedaten zu ersetzen. Diese erleichtern den Datentransfer und ermöglichen eine genauere Einschätzung von zukünftigen Netzengpässen als eine Marktsimulation des Netzbetreibers. Bei KWK-Anlagen ist es auf Basis der Kostendaten ohnehin schwierig eine Kraftwerkeinsatzprognose zu erstellen, da diese sich maßgeblich auch am Wärmebedarf und nicht grundsätzlich allein an den Strommarktpreisen orientieren.	Variable Kosten / (D-2)-Planungsdaten	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortet in Abschnitt	Unternehmen / Organisation
179			Des Weiteren weist der BDEW darauf hin, dass die im Konsultationsdokument enthaltenen Ausführungen zum Datenaustausch mit Direktvermarktern unklar sind bzw. in der vorliegenden Form nicht funktionieren. Die zu übermittelnden Daten stammen aus dem konventionellen Kraftwerksbereich und sind nicht übertragbar. Außerdem ist die sich öfter ändernde Zuordnung einzelner Anlagen zum Portfolio eines Direktvermarkters nicht ersichtlich. Der BDEW regt weitere Gespräche an und steht als Plattform gern zur Verfügung.	EE NVR	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
180	19	617	Bei marktbasierter Regelungen der Anlagen durch den Direktvermarkter erfolgt die Mitteilung vom Direktvermarkter. An dieser Stelle wird angemerkt, dass es bei einer Regelung -insbesondere bei EEG-Anlagen - durch den ÜNB/VNB nach EEG (Einspeisemanagement) bzw. nach EnWG zwingend erforderlich, dass gleichzeitig eine Meldung vom ÜNB/VNB mit entsprechender Prognose an den Direktvermarkter/Bilanzkreisverantwortlichen erfolgt. Der BDEW ist zu diesem Thema ein Positionspapier in Arbeit.	EE NVR	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
181	19	633	Wie im BDEW diskutiert, sollte die Abfrage von Preis-/Kostendaten durch die Direktbelieferung der Netzbetreiber mit D-2-Prognosedaten durch die primären Dateneigentümer ersetzt werden. Da die Daten der Evaluierung möglicher Netzengpässe dienen, kann der Anlagenbetreiber den möglichen Einsatz seiner Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen besser abschätzen als ein Modell des Netzbetreibers. Dazu kommt, dass bei Preis- und Kostendaten ggf. Widersprüche auftreten können, wenn anderweitig vorhandene Informationen (z. B. aus noch abzuschließenden Redispatch-Vereinbarungen) nicht identisch sind. Die Verwendung von D-2-Prognosedaten erleichtert weiterhin den Datentransfer. Dies insofern, dass bei bestehendem ERRP-Datenlieferungen nur der Zeitraum für die zu liefernden Prognosedaten erweitert wird. Der BDEW fordert damit die Streichung der Übermittlung von Kostendaten und die Ersetzung durch D-2-Prognosedaten. Die D-2-Prognosedaten sollten im ERRP-Format übermittelt werden bzw. sollte ein neues Format in jedem Fall vermieden werden. Die D-2-Prognosedaten können freiwillig aktualisiert werden. Beim Start des D-1-Prozesses (14:30 Uhr) wird nach wie vor eine verpflichtende Aktualisierung vorgesehen. Die Abwicklung von Redispatch erfolgt über einen gesonderten Prozess.	Variable Kosten / (D-2)-Planungsdaten	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
182	20	658	Es sollte im Dokument deutlicher dargestellt werden, ob vom Direktvermarkter alle Anlagen größer 10 MW meldepflichtig sind. Weiterhin ist zu klären worauf sich die installierte Leistung in diesem Fall bezieht.	EE NVR	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
183	20	661-663	Im Rahmen der Bilanzkreisbewirtschaftung werden an D-1 die Planungsdaten bereits übermittelt. Es sollte geprüft werden, inwieweit auf diesen Daten aufgesetzt werden kann, um Doppelmeldungen zu vermeiden.	EE NVR Vermeidung von Doppelmeldungen	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
184	20	661	Für den Prozess der vom Direktvermarkter bereitzustellenden Daten sollte es eine Möglichkeit geben, dass diese durch einen Dienstleister bzw. Dritten im Auftrag des Direktvermarkters gemeldet werden. Dies ist bereits bei den EDI-Formaten eine übliche Vorgehensweise und sollte für den vorliegenden Prozess übernommen werden.	EE NVR	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisationen
185	20	682	Wie von den ÜNBs vorgestellt, sollte bei Verbrauchern nur auf Verbrauchsaggregate mit mindestens 50 MW Verbrauch abgestellt werden und nicht, wie im ursprünglichen Ansatz auf aufsummierte Verbräuche je Netzknoten, deren Einsatz ggf. nicht prognostizierbar ist, da er sich aus zu vielen Einzelkomponenten ergibt. Kleinere Verbraucher werden über die Netzmodelle der VNB erfasst, aggregiert und in das Modell der ÜNB eingebracht	Lasten	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
186	23	735	Die Begriffsbestimmungen sollten in Bezug auf die unterschiedlichen Erzeugungsanlagen klarer herausgearbeitet werden. Unklar ist beispielsweise der Begriff des Einsatzverantwortlichen im Bereich erneuerbarer Energien sowie die Begriffe Nichtbeanspruchbarkeiten und Nichtverfügbarkeiten.	EE NVR Redaktionelle Änderungen	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
187	23	737	Die Definition für die Wahl des Primärenergieträgers bei wechselnden Einsatzstoffen ist noch ausstehend. Hier ist ggf. ein Aktualisierungszyklus zu spezifizieren.	Redaktionelle Änderungen	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
188	23	737	Die Stammdatenübermittlung in der Excel-Tabelle sollte eine Interimslösung sein, da der Prozess nicht den geltenden Datensicherheitsrichtlinien genügt	Datensicherheit Datenformate	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
189	23	748	Die in der Tabelle dargestellten Stammdaten sind nicht vom konventionellen Bereich auf Portfoliomeldungen der Direktvermarkter übertragbar. Insbesondere der Display-name und der W-Code existieren für EE-Anlagen nicht bzw. sind nicht vergeben. Die beiden Daten sollten daher gestrichen werden. Stattdessen sollte an dieser Stelle ein Identifikator gewählt werden, der bereits vorliegt, beispielsweise die Zählpunktbezeichnung oder später die Lokationsnummer. Aufgrund der vielen offenen Fragen sind jedoch grundsätzlich weitere Gespräche empfehlenswert. Grundsätzlich sollte der Stammdatenaustausch bei EEG-Direktvermarktern ebenfalls auf Portfolioebene erfolgen, weil eine anlagenscharfe Abbildung mit sehr vielen Kleinanlagen und täglichen Änderungen über einen manuellen Excel-Prozess nicht sinnvoll umsetzbar ist. Bei der Meldung von Stammdaten ist außerdem auf bestehenden Register und Meldungen so weit es möglich ist zurückzugreifen. Zu nennen sind hier beispielsweise, dass Marktstammdatenregister oder die jährlichen Testierung der EEG-Abrechnungen, die ebenfalls an die ÜNB übermittelt werden. Der Prozess "Datenlieferung durch den Direktvermarkter" sollte lediglich für Prognosedaten gelten.	EE NVR	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
190	24	751	Es muss klar sein, dass dies Prognosen sind und diese nicht für Verbindlichkeiten herangezogen werden können	Variable Kosten / (D-2)- Planungsdaten	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisation
191	24	756	Es ist unklar, was die Angabe „im Verbund“ bedeutet.	EE NVR	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
192			Die Datenbereitstellung sollte für die primären Dateneigentümer mit möglichst wenig Aufwand verbunden sein. D. h., die Lieferung ggf. unterschiedlicher oder spezifischer Datensätze an verschiedene Adressen zu unterschiedlichen Zeitpunkten ist zu vermeiden. Das Ziel ist eine Datenlieferung an eine Adresse. Die Datenhaltung ist dementsprechend auszugestalten. Soweit bereits Daten vorliegen, ist eine Doppelabfrage zu vermeiden (z. B. ERRP-Daten oder Preisdaten für Redispatch).	Datenwege	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
193	25	762	Die theoretisch vermarktete Regelleistung liegt dem jeweiligen ÜNB bereits vor, da auch diese Anlagen im Pool angeboten werden (können) und ggf. als Reserveabsicherung dienen. Eine genaue Vorhersage ist nicht bzw. erst zum Erfüllungszeitpunkt möglich.	Regelleistung	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
194	25	762	Es muss davon ausgegangen werden, dass es bei vielen kleinen EEG Anlagen keine 24/7-Erfassung von validierten technischen Nichtbeanspruchbarkeiten gibt. Hierdurch sind gewisse Unschärfen bei den Meldung nicht zu vermeiden.	EE NVR	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
195	25	762-763	Markbasierte Abregelungen erfolgen u. U. kurzfristig, d.h. eine Vorabmeldung ist schwierig.	EE NVR	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
196	29	779	Für die Ausweitung des ERRP-Prozesses (BK6-13-200) sind nach Einschätzung der Betroffenen nur kleinere Anpassungen in den Formaten notwendig. Neue Formate, die nicht dem ERRP-Format entsprechen, sind unbedingt zu vermeiden. Sollte es zu neuen Formaten kommen, kann dies mit großer Wahrscheinlichkeit nicht zum 11. Januar 2018 umgesetzt werden. Die bestehenden offenen Fragen sind so schnell wie möglich zu klären. Die im BDEW aufgekommene Diskussion zur Umsetzung der Formate in den etablierten Zyklen könnte sich weitgehend erübrigen, wenn statt der Preisdaten D-2-Prognosedaten übermittelt werden (s. o.).	Datenformate	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft

Kommentar_ID	Konsultationsdokument - Seite	Konsultationsdokument - Zeile	Anmerkung / Vorschlag	Beantwortung erfolgt in Abschnitt	Unternehmen / Organisation
197			Das Konsultationsdokument erläutert Hintergründe und stellt die Datenanforderungen dar. Bisher noch nicht berücksichtigt sind Hinweise zur Datensicherheit und zu Zugriffsberechtigungen. Sofern die notwendigen Datenaustausche näher ausgestaltet sind, sollte die Datenübermittlung dem aktuellen Stand der Technik entsprechen. Eine verschlüsselte Übermittlung, sichere Übertragungsprotokolle sowie weitere Aspekte sind im nächsten Schritt zu berücksichtigen. Es sollten grundsätzlich die aktuellen Standards für IT-Sicherheit und Datenschutz eingehalten werden, um z. B. vor einer Manipulation der Daten wirksam zu schützen. Bereits jetzt ist bekannt, dass nicht nur Übertragungsnetzbetreiber weitere Daten benötigen. Auch Verteilnetzbetreiber brauchen weitere Daten, um für zukünftige Herausforderungen gerüstet zu sein. Ein entsprechender Datenzugriff – gerade auf die Daten von Erzeugungsanlagen – sollte jedoch nur für Berechtigte und Behörden möglich sein. Dabei ist darauf zu achten, dass es bei den Zugriffen nicht zu Interessenskonflikten im Sinne der Marktintegrität (vgl. REMIT) kommt. Die Datenspeicherung soll nur so lange erfolgen, wie ein nachgewiesener Bedarf oder diesbezügliche gesetzliche Vorgaben bestehen. Eine Datenweitergabe an Dritte (außer ÜNB, VNB mit berechtigten Ansprüchen und ggf. Behörden) sollte ausgeschlossen sein.	Datensicherheit	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
198			Ein bisher ungeklärter Punkt ist die Erarbeitung der ggf. erforderlichen Marktkommunikation. Zur Erarbeitung der Implementierungsvorschriften sind im Rahmen der GLDPM die Monate von Mai bis Juli 2017 vorgesehen. Die Änderungsbedarfe an Prozessen und Formaten sind jedoch noch nicht bekannt, so dass eine Planung der Erarbeitung und Umsetzung – entsprechend des etablierten Änderungsmanagements – bisher nicht möglich ist. Diese offenen Fragen sind so schnell wie möglich zu klären. In diesem Kontext verweist der BDEW auf die Anwendung des BDEW-Rollenmodells für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt sowie der Modellierungsgrundsätze zur Ausgestaltung von Marktprozessen und Umsetzung in Datenformate.	Verfahren	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
199			Weiterhin sollte im Rahmen der Ausgestaltung der Dateninhalte das Gebot der Datensparsamkeit berücksichtigt werden; es sollte daher keine Doppel-Identifikation von gleichen Objekten vorgenommen werden (d.h. beispielsweise keine zusätzliche Identifikation von Marktlokationen mittels W-EIC und Displaynamen).	Vermeidung von Doppelmeldungen Datenwege	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
200	29	779	Der BDEW empfiehlt eine Verwendung der Rollen, Gebiete und Objekte im Abgleich mit dem „BDEW-Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt“. z.B. Differenzierung, ob die Rolle des Direktvermarkters (Rolle: Lieferant) oder des Einsatzverantwortliche gemeint ist.	Verfahren	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
201	29	779	Ebenfalls sollte das Gebot der Datensparsamkeit berücksichtigt werden; sprich keine Doppel-Identifikation von gleichen Objekten. z.B. keine parallele Nutzung von Marktlokations-Identifikationsnummer und W-EIC/Displaynamen	Vermeidung von Doppelmeldungen	BDEW-Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft