

## Stellungnahme

# zum Konsultationsdokument „Umsetzung der GLDPM in Deutschland“ der ÜNB

Berlin, 07. April 2017

## **Inhaltsverzeichnis**

<b>1. Zusammenfassung .....</b>	<b>3</b>
<b>2. Daten aus Verteilnetzen .....</b>	<b>3</b>
2.1. Grundsätzliche Bewertung des ÜNB-Umsetzungsvorschlags .....	3
2.1.1. Grundsatz der Datensparsamkeit und Erforderlichkeit sicherstellen .....	3
2.1.2. Fehlende Notwendigkeit der Erhebung detaillierter Daten aus dem Verteilnetz ..	5
2.2. Umsetzungsvorschlag zur Bereitstellung der nach GLDPM benötigten Daten .....	7
2.3. Fazit .....	8
2.4. Anmerkungen und Änderungsvorschläge im Einzelnen .....	9
<b>3. Daten zur Erzeugung .....</b>	<b>24</b>
<b>4. Datensicherheit.....</b>	<b>28</b>
<b>5. Umsetzung der Marktkommunikation .....</b>	<b>29</b>

## **1. Zusammenfassung**

Die ENTSO-E-Methodology „Generation and Load Data Provision Methodology“ (GLDPM) beschreibt notwendige Datenaustausche für ein europäisches Netzmodell. Am 11. Februar 2017 haben die Übertragungsnetzbetreiber über die Meldepflichten, die sowohl Daten von großen Erzeugungsanlagen und Lasten als auch Daten aus Hochspannungsverteilnetzen umfassen sollen, informiert und eine Konsultation begonnen.

Der BDEW erachtet die in der GLDPM vorgesehenen Umsetzungsfristen als deutlich zu kurz, um eine gemeinsame Umsetzung in der Branche zu ermöglichen. Laut Artikel 18 Abs. 4 GLDPM müssen die ÜNB am 18. Januar 2018 abgestimmte und getestete Implementierungsvorschriften vorlegen. Da von der GLDPM Erzeugungsanlagen, Betreiber großer Lasten sowie z. T. nachgelagerte Verteilnetzbetreiber betroffen sind, ist eine detaillierte Abstimmung z. B. über einen Austausch von Zwischenständen kaum möglich. Für die eigentlich nachgelagerte Erstellung und Implementierung von Prozessen und Formaten im Rahmen des im BDEW vorgesehen Änderungsmanagements, welches sich in der Branche etabliert hat, ist ein Jahr nicht ausreichend. Es besteht das Risiko, dass kritische Probleme zu spät entdeckt werden und es keinen zeitlichen Puffer für Anpassungen gibt.

Trotz der kurzen Fristen hat im BDEW ein intensiver Austausch zwischen den betroffenen Marktakteuren und den ÜNB im Rahmen der Konsultation stattgefunden. Die vorliegende Stellungnahme spiegelt die Einschätzung der betroffenen Wertschöpfungsstufen wider und wurde ohne Beteiligung der Übertragungsnetzbetreiber erarbeitet.

## **2. Daten aus Verteilnetzen**

In der Diskussion um den zukünftigen Informationsaustausch auf Basis der GLDPM schlagen die VNB vor, dass anstelle der von den ÜNB geforderten detaillierten Daten Ersatznetz-Daten inklusive Sensitivitätsmatrizen übergeben werden.

Dieser Vorschlag ist vorzuzugswürdig, da gegen den Ansatz der ÜNB Bedenken aufgrund der Grundsätze der Datensparsamkeit und Erforderlichkeit bestehen. Zudem ist der Vorschlag der ÜNB auch vor dem Hintergrund der Verantwortungsteilung für den sicheren Betrieb von Übertragungs- und Verteilnetz zweifelhaft.

### **2.1. Grundsätzliche Bewertung des ÜNB-Umsetzungsvorschlags**

#### **2.1.1. Grundsatz der Datensparsamkeit und Erforderlichkeit sicherstellen**

Der Grundsatz der Datensparsamkeit, d. h. der Erhebung ausschließlich erforderlicher Daten, ergibt sich u. a. aus der GLDPM selbst. Artikel 3 Abs. 1 des gemeinsamen Vorschlags aller ÜNB sieht folgende Beschränkungen vor:

- Zweckmäßige Beschränkung: Abgefragt werden dürfen nur die zur Erstellung des gemeinsamen Netzmodells benötigten Erzeugungs- und Lastdaten. Die im GLDPM-Vorschlag vorgesehene Methode berechtigt die ÜNB nicht, Daten einzufordern, die nicht ausdrücklich in dieser Methode beschrieben werden.
- Fakultative Daten: Ausweislich des Wortlauts in Artikel 3 sind diese Daten nicht zwingend durch jeden ÜNB zu erheben, sondern die Abfrage ist in sein Ermessen gestellt. Bei der Ermessensausübung ist der Grundsatz der Datensparsamkeit zu beachten. Aufgrund des nicht zwingenden Charakters dieser Daten ist dem Interesse der Verteilnetzbetreiber an einer Vermeidung von Abfrageaufwand größeres Gewicht beizumessen als bei zwingend benötigten Daten. Dies schreibt auch die GLDPM fest, indem sie klarstellt, dass die erforderlichen Daten dem ÜNB nicht auf andere Weise zur Verfügung stehen dürfen. Da die VNB jedoch die erforderlichen Daten im Rahmen eines Netzersatzmodells für die jeweiligen Verknüpfungspunkte der 110-kV-Netze mit dem Übertragungsnetz zur Verfügung stellen wollen, besteht hier gerade eine andere – mildere – Möglichkeit für die ÜNB, die Daten zu erlangen. Dies entspricht auch dem Zweck der Verordnung 2015/1222, die auf den zuverlässigen Betrieb des Übertragungsnetzes (und nicht des Verteilnetzes) (Artikel 3) abzielt. Das heißt, das zur Verfügungstellen von aggregierten Daten durch den VNB erfüllt den Verordnungszweck.
- Abfragezweck hier noch nicht klar: Die ÜNB stützen sich mit ihrem Detailverlangen von Netzdaten auf Art. 5 Abs. 2 GLDPM. Voraussetzung für eine Zulässigkeit dieses Detailverlangens ist jedoch die Erhebung für einen in Art. 5 Abs. 1 GLDPM genannten Zweck. Eine Erhebung für die 110-kV-Ebene ist danach isoliert nicht möglich. Notwendig ist des Weiteren die Erhebung für eine regionale Sicherheitsanalyse in EU-Regionen. Allerdings zeigt sich gerade dadurch die fehlende Erforderlichkeit der Datenabfrage – zumindest zum jetzigen Zeitpunkt. Denn die Ausgestaltung der regionalen Sicherheitsanalyse erfolgt auf europäischer Ebene im Zuge der Ausgestaltung der Art. 72 und insbesondere Art. 74 des Entwurfs der europäischen „Guideline on Electricity Transmission System Operation“ (derzeit in der Prüfungsphase beim EU-Parlament, Inkraftsetzung geplant für Juni 2017). Artikel 72 der genannten Guideline verweist dabei auf den Artikel 75 (ebenda), der eine weitere Konsultation mit den Betroffenen zur Bestimmung der benötigten Daten für die regionale Betriebssicherheitsanalyse vorsieht; ein Abschluss wird frühestens 2019 erwartet. Eine Vorfestlegung des Datenbedarfs auf nationaler Ebene – vor einer vorrangigen Klärung auf europäischer Ebene – wäre daher ein Eingriff in die Rechte der Betroffenen. Ferner ist darauf hinzuweisen, dass die der GLDPM vorgehende Verordnung 2015/1222 auf die Daten des Übertragungsnetzes abstellt und damit die Erforderlichkeit der Abfrage von Daten des 110-kV-Netzes weiter schwächt.

*Artikel 19 Abs. 3 Verordnung 2015/1222: „Die Einzelnetzmodelle umfassen alle Netzelemente des Übertragungsnetzes, die in der regionalen Betriebssicherheitsanalyse für den betreffenden Zeitbereich verwendet werden.“*

### **2.1.2. Fehlende Notwendigkeit der Erhebung detaillierter Daten aus dem Verteilnetz**

Die fehlende Notwendigkeit der Erhebung detaillierter Daten aus dem Verteilnetz anstatt des Nutzens von aggregierten Ersatznetzen lässt sich unter anderem aus folgenden weiteren Gründen veranschaulichen:

- Die Datenerhebung ist nach Art. 3 Abs. 2 GLDPM-Vorschlag ausschließlich zum Zwecke der Schaffung eines gemeinsamen Netzmodells gemäß Artikel 17 CACM-VO zulässig (s. auch Genehmigung der BNetzA). Artikel 19 Abs. 3 CACM-VO schränkt aber den Umfang der Einzelnetzmodelle auf das Übertragungsnetz ein. Es ist daher nicht ersichtlich, weswegen Detaildaten des HS-Netzes erforderlich sind. Abschnitt 3.3.4 des Konsultationsdokumentes hilft in diesem Punkt nicht weiter, da zwar eine „höhere Aufmerksamkeit“ für die Modelle der HS-Ebene begründet wird, nicht jedoch die Lieferung von Detaildaten.
- Im Artikel 40 Abs. 4 des bereits erwähnten Entwurfs der europäischen Guideline on Electricity Transmission System Operation zeigt sich, dass Daten aus unterlagerten Einheiten (zu denen auch Verteilnetze gezählt werden) für die Erstellung des Einzelnetzmodells durch den ÜNB als Entnahmen und Einspeisungen des jeweiligen Knotens des Einzelnetzmodells dargestellt werden. Ausweislich des Art. 19 Abs. 3 der VO 1222/2015 beschränkt sich eine regionale Netzsicherheitsanalyse auf Elemente des Übertragungsnetzes. Dies wird auch in dem derzeit durch die BNetzA konsultierten abgeänderten Vorschlag der ÜNB für das gemeinsame Netzmodell (CGMM) so beschrieben, der in Artikel 11 Abs. 3 ausführt, dass der ÜNB für benachbarte Netze (zu denen auch Verteilnetze zählen) ein Netzmodell-Äquivalent für sein Einzelnetzmodell nutzen muss. Insofern fehlt für das Verlangen von Detaildaten des Hochspannungsnetzes die Grundlage. Die dem Konsultationspapier zugrunde liegende GLDPM dient nämlich ausschließlich dazu, Daten zu erheben, die zur Erstellung des Einzelnetzmodells erforderlich sind. Die Regelung des Art. 40 Abs. 4 ist abschließend, eine darüber hinausgehende Nutzung der Verteilnetzdaten, wie sie im Abschnitt 3.2 des Konsultationsdokuments angedeutet wird, ist nicht vorgesehen.
- Aufwand und Nutzen stehen in keinem vernünftigen Verhältnis zueinander. Eine detaillierte Abbildung des HS-Netzes beseitigt keine Fehler, die durch nicht gelieferte oder nicht eingehaltene Fahrpläne von Erzeugern oder Lasten am Verteilnetz verursacht werden. Eine Abweichung von Fahrplänen von Dritten mit Verteilnetzanschluss kann nicht dem VNB zugerechnet werden. Mit anderen Worten: verschiebt sich die tatsächliche Fahrweise eines Erzeugers gegenüber seinem Fahrplan um 10 MW, so wird diese Abweichung nicht durch eine detaillierte Abbildung der HS-Ebene verhindert bzw. rechtzeitig prognostiziert. Die detaillierte Abbildung zeigt lediglich, wie sich die Abweichung auf die VNB-ÜNB-Kuppelpunkte verteilt. Diese Information liefert aber auch der von den VNB vorgeschlagene Austausch von Netzersatzmodellen. Durch den großen Aufwand, den die detaillierte Abbildung der HS-Ebene verursacht, wird also keine höhere Prognosegüte von Last und Erzeugung im Gesamtsystem erreicht.

Der Nutzen, den eine extrem aufwändige Detaillierung der HS-Ebene darstellt, ist vernachlässigbar, wie Beispielrechnungen der VNB zeigen:

- Selbst wenn die ÜNB keinerlei Daten über das unterlagerte Verteilnetz haben und die Einspeiser des Verteilnetzes nur dem geografisch nächstgelegenen HöS-Knoten 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 (Simulation des Systems mit detaillierter Datenbasis) 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 an Grenzleitungen aufweisen und somit der Unterschied zwischen zwei benachbarten Knoten in der Bewertung der Abweichung berücksichtigt werden muss.
- Die ÜNB machen in Ihrem Konsultationsdokument zur Bedingung der Akzeptanz von Ersatzmodellen, dass der Fehler am HöS-/HS-Trafo eine Grenze von 10 MW nicht überschreitet. Das von den VNB zur Bestimmung der Ersatznetzmodelle angebotene extended-ward-Verfahren bietet aufgrund der mathematischen Exaktheit eine perfekte Abbildung des nicht reduzierten Netzes. Damit wird im Vergleich zum detaillierten Modell genau kein Fehler gemacht. Die von den ÜNB gesetzte Akzeptanzschwelle eines maximalen Fehlers von 10 % kann mit den von den VNB angebotenen Ersatznetzen damit eingehalten werden. Eine Übergabe von detaillierten Netzdaten des 110-kV-Netzes ist daher nicht erforderlich.
- Der maximale Fehler, der im 110-kV-Netz betriebsplanerisch zu berücksichtigen sein könnte, ist der Ausfall eines 350-MVA-Trafos (das ist mehr als ein n-1-Fehler). Durch die fehlerhafte Berücksichtigung einer Leistung von 350 MW wird selbst bei Annahme des oben genannten 2%-Modellierungsfehlers eine Lastverschiebung von 7 MW auf der Grenzkuppelleitung verursacht. Demgegenüber steht die Abweichung, die durch andere Eingangsparameter in die Belastungsrechnung der Grenzkuppelleitung eingetragen wird. So wird durch die alte Version zur Bestimmung des generation-shift-keys (GSK) durch die ÜNB ein Fehler in der Größenordnung von über 330 MW verursacht. Zwar wird derzeit eine neue Methodik zur Ermittlung des GSK erarbeitet und eingeführt, jedoch weist auch diese verbesserte Methodik nach wie vor Ungenauigkeiten jenseits der 330 MW auf. Dies zeigt, dass eine Verbesserung des Vorhersagefehlers der Erzeugung sehr viel drängender ist als die Abbildung des unterlagerten Verteilnetzes.

- Die Grundsätze der Erforderlichkeit von Auskünften gelten überdies auch im nationalen Recht, in § 12 Abs. 4 EnWG. Das Datenbegehren kann aus den genannten Gründen auch nicht mit dem nationalen Recht begründet werden. Dafür spricht auch, dass der genannte Guideline-Entwurf auf europäischer Ebene dieselben Ziele wie § 12 Abs. 4 EnWG verfolgt.

## **2.2. Umsetzungsvorschlag zur Bereitstellung der nach GLDPM benötigten Daten**

Die zunehmende Verlagerung der Erzeugung in einigen Verteilungsnetzen 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 (Umspannwerke zum HöS-Netz) unter Festlegung eines Qualitätsstandards (nachstehend näher erläutert) sowie eine Lieferung von Sensitivitätsmatrizen bereits aus den zuvor genannten Punkten sinnvoll und ausreichend. Ferner bietet dieses Vorgehen in Bezug auf die Zukunftsfähigkeit die Einbeziehung der Mittelspannungsnetze – wenn diese eine wesentliche Rückwirkung auf den ÜNB-Knoten haben – weitere signifikante Vorteile für eine effiziente Ausgestaltung des Energiesystems, die Genauigkeit der Ergebnisse, z. B. durch Berücksichtigung von Maßnahmen im HS-Netz (z. B. Einspeisemanagement). 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.
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 in Bezug auf die Ergebnisse der Kapazitätsberechnung vorhan-

den 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 auf 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 bei gegebenem Bedarf bzw. Anlass reale Netzstrukturen in Form von Snapshots ausgetauscht und ex post eine Validierung der Genauigkeit des Modells herbeigeführt.

Zur Durchführung ihrer vielfältigen gesetzlich verankerten Aufgaben haben VNB bereits heute einen hohen Datenbedarf an Einspeise- und Lastdaten, der zukünftig im Zuge der Dezentralisierung der deutschen Energiewirtschaft und im Zusammenhang mit der Digitalisierung weiter zunehmen wird. Nur mittels einer kaskadierten Übertragung der Last- und Erzeugungsplanungsdaten über den entsprechenden Anschlussnetzbetreiber kann auf eine wirtschaftlich und technisch effiziente Weise der Datenbedarf aller beteiligten Parteien bedient werden. Darüber hinaus bietet diese Vorgehensweise Vorteile bezüglich einer besseren Datenqualität (Möglichkeit der Plausibilisierung der Daten durch Anschlussnetzbetreiber) und einer erhöhten Datensicherheit und Datensparsamkeit. Die VNB lehnen daher Forderungen nach einer grundsätzlichen zentralen Datenplattform für Planungsdaten von Lasten und Einspeisern unter Hinweis auf eine effizientere kaskadierte Lösungsvariante der Datenhaltung ab. Sollte sich dennoch eine zentrale Datenplattform für Last- und Einspeiserplanungsdaten durchsetzen, so weisen die VNB darauf hin, dass die Ausgestaltung dieser nur mit einer Branchenlösung unter Berücksichtigung der Bedürfnisse aller Beteiligten entstehen darf.

Dieser Umsetzungsvorschlag ist vorzugswürdig, da gegen den Ansatz der ÜNB Bedenken aufgrund der Grundsätze der Datensparsamkeit und Erforderlichkeit bestehen. Zudem ist der Vorschlag der ÜNB auch vor dem Hintergrund der Verantwortungsteilung für den sicheren Betrieb von Übertragungs- und Verteilnetz zweifelhaft.

### **2.3. Fazit**

Der im Konsultationspapier der deutschen ÜNB beschriebene Umsetzungsvorschlag zu GLDPM wirft erhebliche Zweifel bzgl. der Angemessenheit der beschriebenen Forderungen, deren rechtlicher Grundlage und der technischen Begründung auf. Der alternative VNB-Umsetzungsvorschlag zielt auf eine Branchenlösung ab und berücksichtigt die Qualitätsanforderungen der ÜNB sowie die Anforderungen der VNB. Auch lassen sich Forderungen der Erzeuger und Direktvermarkter in den VNB-Umsetzungsvorschlag problemlos integrieren.

Auf dieser Basis bieten die VNB erneut an, mit den ÜNB eine konkrete Umsetzung zu erarbeiten, um so schnellstmöglich und effizient die Bedürfnisse der deutschen ÜNB in Bezug auf die GLDPM auch in Netzebenen unterhalb der 220-kV-Ebene abbilden zu können. Bei einem sofortigen Start einer derartigen, konstruktiven Zusammenarbeit sind die VNB davon über-



zeugt, einen wertvollen Beitrag zur Umsetzung der GLDPM und darüber hinaus auch zur weiteren erfolgreichen Umsetzung der deutschen Energiewende zu leisten.

## 2.4. Anmerkungen und Änderungsvorschläge im Einzelnen

Dem aufgeführten alternativen Umsetzungsvorschlag und dessen Begründung entsprechend, stellt die Tabelle 1 den dadurch entstehenden Änderungsbedarf am Konsultationsdokument dar.

Tabelle 1: Anmerkungen und Änderungen zu den Datenanforderungen aus Verteilnetzen

Seite	Zeile	Thema	Kommentar
S. 1	10	Frage	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?
S. 3	55	Änderung	<b>Konsultationsdokument:</b> „ ... erstellen ist, hat jeder europäische Netzbetreiber ein Einzelnetzmodell ...“ <b>Änderung:</b> „ ... erstellen ist, hat jeder europäische Übertragungsnetzbetreiber ein Einzelnetzmodell ...“
S. 3	65	Anmerkung	Sowohl für die GLDPM als auch für die CGMM gibt es einen Entwurf für eine Version 2 dieser Dokumente, welcher sich 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.
S. 3	77	Anmerkung	<b>Konsultationsdokument:</b> „(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.“ <b>Anmerkung:</b> 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 ver-

			pflichtet, Daten zu liefern.
S. 4	87	Anmerkung	<b>Anmerkung:</b> Die Kommentare beziehen sich offensichtlich auf Last- und Einspeisedaten. Daten von VNB werden hier nicht explizit genannt.
S. 4	111	Anmerkung	<b>Konsultationsdokument:</b> „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 hinausgehenden Daten dürfen im Rahmen der GLDPM nicht erhoben werden.
S. 4	116	Anmerkung	<b>Konsultationsdokument:</b> „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.“ <b>Anmerkung:</b> 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. Statt-

			<p>dessen 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.</p>
S. 4	120 -122	Anmerkung	<p><b>Konsultationsdokument:</b> „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><b>Anmerkung:</b> Siehe Kommentar zu Zeile 116 ff. Zudem ist „hinreichend“ durch „notwendig“ zu ersetzen.</p>
S. 4	124 -128	Anmerkung	<p><b>Konsultationsdokument:</b> „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><b>Anmerkung:</b> 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.</p> <p>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>
S. 6	181	Anmerkung	<p><b>Konsultationsdokument:</b> „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><b>Anmerkung:</b> Die deutschen VNB weisen darauf hin, dass der Umsetzungszeitraum sehr ambitioniert erscheint und nur – wenn überhaupt – mit einer gemeinsam entwickelten Branchenlösung erreicht werden kann.</p>
S. 6	185 -187	Anmerkung	<p><b>Konsultationsdokument:</b> „Diese verglichen mit den Gepflogenheiten des deutschen Marktes relativ knappen Zeiträume sind den auf die entsprechenden europäischen Rechtsquellen zurückgehenden Fristen geschuldet.“</p> <p><b>Anmerkung:</b> 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.</p>
S. 6	185 -190		<p><b>Konsultationsdokument:</b> „... 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><b>Anmerkung:</b> Aufgrund dieses Anspruches an die Qualität stellt sich wiederum die Frage nach einer sinnvollen Interimslösung oder einer gemeinsamen Branchenlösung.</p>
S. 7	208	Anmerkung	<p><b>Konsultationsdokument:</b> „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)“</p> <p><b>Anmerkung:</b> 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.</p>
S. 8	251 -254	Anmerkung	<p><b>Konsultationsdokument:</b> „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</p>

			<p>3 (50) der voraussichtlich im Sommer 2017 in Kraft tretenden Commission Regulation (...) establishing a guideline on electricity transmission system operation.“</p> <p><b>Anmerkung:</b> 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 ablehnt. 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.</p>
S. 8	254	Änderung	<p><b>Änderung nach dem Satz in 254:</b> 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.</p>
S. 8	274	Anmerkung/ Änderung	<p><b>Konsultationsdokument:</b> „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.“</p> <p><b>Änderung:</b> 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.</p> <p><b>Anmerkung:</b> 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 entgegenreisende, parallele detaillierte Betrachtung der VNB-Netze durch den ÜNB auf der HS-Ebene nicht notwendig. Eine solche Überschneidung der Verantwortlichkeiten würde nur zu einem</p>

			komplexeren und fehleranfälligeren System führen.
S. 9	285	Anmerkung	Die Abkürzung „CWE-Region“ ist im Dokument nicht erklärt.
S. 9	287	Änderung	<p><b>Konsultationsdokument:</b> „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.“</p> <p><b>Änderung:</b> 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.“</p>
S.9	301	Änderung	<p><b>Konsultationsdokument:</b> „Struktur und elektrische Daten des in der Betriebssicherheitsanalyse zu betrachtenden Netzbereiches.“</p> <p><b>Änderung:</b> „Struktur und elektrische Daten des in der Betriebssicherheitsanalyse zu betrachtenden Übertragungsnetzbereiches.“</p>
S.9	307	Änderung	<p><b>Konsultationsdokument:</b> „Für die erwartete Einspeisung aus erneuerbaren Energieträgern sowie die Lastsituation kann der ÜNB Prognosen heranziehen.“</p> <p><b>Änderung:</b> „Für die erwartete Einspeisung aus erneuerbaren Energieträgern sowie die Lastsituation können Prognosen herangezogen werden.“</p>
S. 9	307-309	Anmerkung	<p><b>Konsultationsdokument:</b> „Über die Kraftwerkseinsatzplanung von übermorgen hingegen können wegen der erst am Vortag stattfindenden Markträumung und folgenden Einsatzplanung seitens der Kraftwerksbetreiber nur Annahmen getroffen werden.“</p> <p><b>Anmerkung:</b> „Diese Aussage ist so für sich nicht korrekt, da je nach Kraftwerkstypus, insbesondere von städtischen 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-</p>

			gespielter Qualität durchgeführt.
S. 10	324	Änderung	<b>Nach dem Absatz einfügen:</b> „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 Erneuerbare-Energien-Anlagen. Zum anderen verstärken weitere Einflüsse wie bspw. das Wetter die Unsicherheit. Im Ergebnis sind signifikante Prognose-Abweichungen bei der Kapazitätsberechnung nicht zu vermeiden.“
S. 10	329	Änderung	<b>Nach dem Absatz einfügen:</b> „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.“
S.10	337	Anmerkung:	<b>Konsultationsdokument:</b> „Dies [die Kapazitätsberechnung] ist jedoch immer schwieriger...“ <b>Anmerkung:</b> 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.
S. 10	335-336	Änderung	<b>Konsultationsdokument:</b> „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.“ <b>Anmerkung:</b> Die pauschale Aussage über 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 Verfahren möglichst genau auch für Netzknoten durchzuführen, die keine Auswirkungen auf kritische Zweige und Marktgebiete haben, erzeugt bei allen Betroffenen unnöti-

			<p>gen administrativen Aufwand.</p> <p><b>Ergänzung:</b> 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.</p>
S. 10	344-361	Streichung/Änderung	<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 Ergebnislage beiträgt. Zur Berücksichtigung dieser Effekte reicht eine aggregierte Lastflussprognose je HöS-Netzknoten aus:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Der Lastfluss in einem vermascht betriebenen Hochspannungsnetz (HS-Netz) mit mehreren Netzknoten 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 sind sowohl der Normalbetrieb, aber insbesondere auch Ausfälle von Betriebsmitteln im betrachteten HöS-Netz abbildbar.</li> <li>• 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.</li> <li>• Zur Berücksichtigung von Prognose-Unsicherheiten von Lasten und Erzeugern muss der ÜNB deren Sensitivität je HöS-Netzknoten bei durch den VNB geplante Topologie des HS-Netzes kennen. Der VNB stellt dementsprechend dem 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</li> </ul>



			<p>und Lasten.</p> <p>Die Simulation der Auswirkung von Energieaustauschen zwischen den Marktgebieten mittels GSK setzt voraus, dass der ÜNB Kenntnis über die Sensitivität je HöS-Netzknoten hat und die nötigen Attribute wie Verfügbarkeit, Erzeugungskosten oder technische Grenzen seinen Netzknoten zuordnen kann. Auch der Effekt marktpreisbedingter reduzierter Einspeisungen kann durch das vorgeschlagene Vorgehen berücksichtigt werden, da die Sensitivitäten der Anlagen auf die HöS-Netzknoten bekannt sind.“</p>
S. 11	384	Änderung	<p><b>Konsultationsdokument:</b> „Der ÜNB benötigt daher grundsätzlich alle Einspeise- und Verbrauchsdaten in hinreichender regionaler Auflösung.“</p> <p><b>Änderung:</b> „Der ÜNB benötigt daher grundsätzlich Einspeise- und Verbrauchsdaten in geeigneter Auflösung, wie sie die Regelungen der GL SysOp vorsehen.“</p> <p><b>Anmerkung:</b> 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>
S. 12	415	Änderung	<p><b>Nach dem Absatz einfügen:</b> „Deshalb stellen die VNB den ÜNB zeitlich variable Ersatznetzmodelle (also Berücksichtigung von Schalthandlungen etc., nicht statisch) zur Verfügung.“</p>
S. 13	455	Anmerkung	<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-Netzknoten verursacht wird und welche aus der Anpassung der externen Lastflüsse.</p>
S.13	470-471	Änderung/ Anmerkung	<p><b>Streichen der zwei Sätze und ersetzen durch:</b></p> <p>„Für die dargestellten Berechnungen wurden erhebliche vereinfachende Annahmen vorgenommen. So wird z. B. durch die ausschließliche Substitution der Erzeugungleistung 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 die</p>

			<p>Grenzkuppelstromkreise auf.“</p> <p><b>Anmerkung:</b>          „Selbst wenn die ÜNB keinerlei Daten über das unterlagerte Verteilnetz haben und die Einspeiser des Verteilnetzes nur dem geografisch nächstgelegenen HöS-Knoten 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>
S. 14	500	Anmerkung	<p>Es ist nicht erkennbar, wie eine detaillierte Kenntnis des VNB-Netzes durch den ÜNB das beschriebene Problem entschärft hätte.</p>
S. 16	523-523	Änderung	<p><b>Konsultationsdokument:</b> „Diese Situation zeigt ebenso deutlich auf, dass seitens der ÜNB ein Bedarf an Informationen über marktbasierende Abregelungen durch Direktvermarkter besteht.“</p> <p><b>Änderung:</b> „Diese Situation zeigt ebenso deutlich auf, dass seitens aller Netzbetreiber ein Bedarf an Informationen über marktbasierende Abregelungen durch Direktvermarkter besteht.“</p>
S. 16/17	Ab 528	Änderung	<p><b>Text streichen und ersetzen durch:</b>          „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 (nächstehend näher erläutert) sowie eine Lieferung von Sensitivitätsmatrizen bereits aus den zuvor genannten Punkten sinnvoll</p>

			<p>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.</p> <p><u>Grundsätze für die Reduzierung des HS-Netzes an den Übergabestellen inkl. Sensitivitätsmatrizen:</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Reduzierung des HS-Netzes auf Übergabestellen zum ÜNB (Umspannwerke) durch den VNB.</li> <li>2. Hierzu werden Netzersatzelemente an den Übergabestellen gebildet.</li> <li>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.</li> <li>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.</li> <li>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 der Sensitivitätsmatrix werden dann auf die Netzknoten der detailliert übermittelten Betriebsmittel geliefert.</li> <li>6. Die übermittelten Netzersatzelemente und die Sensitivitätsmatrix haben einen Anspruch auf eine hohe Genauig-</li> </ol>
--	--	--	--

			<p>keit. Daher dürfen aufgrund der Reduktion des HS-Netzes sowie der Berechnung der Sensitivitätsmatrix im Ziel nur geringe Fehler je Übergabestelle erfolgen.</p> <p>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>
S. 18	564-568	Anmerkung	<p><b>Konsultationsdokument:</b> „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.“</p> <p><b>Anmerkung:</b> 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>
S. 18	589-591	Änderung	<p><b>Konsultationsdokument:</b> „Die ÜNB behalten sich vor, den Datenbedarf im Lichte der Erfahrungen und neuer Erfordernisse zu überprüfen und ggf. anzupassen.“</p> <p><b>Änderung:</b> „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.“</p>
S. 18	598-599	Änderung	<p><b>Konsultationsdokument:</b> „Wie oben dargelegt ist dieser Adressatenkreis in Zukunft möglicherweise anzupassen.“</p> <p><b>Änderung: Satz streichen und ersetzen durch:</b> „Die Berücksichtigung der dem HS-Netz unterlagerten Netzebenen erfolgt durch Ersatznetzbereitstellung der einzelnen VNB an den vorgelagerten Netzbetreiber (Kaskadenprinzip).“</p>
S. 18	605-608	Änderung	<p><b>Konsultationsdokument:</b> „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.“</p> <p><b>Änderung, neuer Satz:</b> „Planungs- bzw. Prognosewerte der als relevant identifizierten signifikanten und volatilen Einspeisungen von Erzeugungen und Lasten, die im VNB-Bereich</p>

			ihren Netzanschluss haben, sensitiv den Höchstspannungsknoten des Übertragungsnetzes zugeordnet vom VNB zu erhalten.“
S. 18	609	Änderung	<p><b>Konsultationsdokument:</b> „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.“</p> <p><b>Änderung:</b> „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.“</p>
S. 19	623	Änderung	<p><b>Änderung:</b> 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.“</p>
S. 21	696		<p><b>Konsultationsdokument:</b> „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 entsprechend des Kommentars zu Zeile 598 anzupassen.</p>
S. 22	718	Anmerkung	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.
S. 22	719-723	Änderung	<p><b>Änderung: Streichen des zweiten und dritten Satzes in Kapitel 5.1.1</b></p> <p>„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.“</p> <p><b>Anmerkung hierzu:</b> Das CGMES-Format gilt nur für den Da-</p>

			<p>tenaustausch 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 gewählten Variante nach 3.3.4 an.</p> <p><b>Einfügen eines neuen Satzes nach Satz 1 in Kapitel 5.1.1:</b> Die erforderlichen Stammdaten werden zwischen ÜNB und VNB abgestimmt.</p>
S. 22	723	Anmerkung	<p><b>Konsultationsdokument:</b> „...; als Grundlage für die entsprechenden Datenanforderungen dient Artikel 5 der GLDPM. Anmerkung Seite 8; Zeile 251 - 254 inkl. Fußnote 5 gilt hier entsprechend.</p>
S. 22	725	Anmerkung	<p>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 4.21, 4.2.2., 4.23, 4.3) benötigt.</p>
S. 22	727-731	Streichung	<p><b>Streichen des Textes in Absatz 5.1. 2 Planungsdaten:</b> „Auch die von den VNB angeforderten Planungsdaten ergeben sich aus dem CGMES-Format. Netzmodelle müssten für alle Stunden des Zieltages 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.)“</p> <p><b>Anmerkung hierzu:</b> 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.</p>
S. 22	730	Änderung	<p><b>Einfügen zweier neuer Sätze in Kapitel 5.1.2 Planungsdaten:</b> In Abschnitt 3.3.4 werden die von den VNB angeforderten Da-</p>

			ten allgemein erläutert. Eine Detailabstimmung zwischen ÜNB und VNB erfolgt noch.
S. 23	739-740	Änderung	Ersetzen des Wortes „ÜNB“ durch „Netzbetreibern“ bzw. „Netzbetreiber“
S. 23	746	Änderung	<b>Einfügen zweier Sätze am Ende der Zeile 746:</b> „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.“
S. 24	757-758	Änderung	<b>Konsultationsdokument:</b> „Die Meldung von marktbasieren Abregelungen erfolgt für das gesamte Portfolio eines EIV pro Regelzone.“ <b>Ersetzen durch:</b> „Die Meldung von marktbasieren Abregelungen erfolgt für das gesamte Portfolio eines EIV an den Anschlussnetzbetreiber. Die Verteilnetzbetreiber liefern die Daten an die vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der Kaskade weiter.“
S. 27	770-772	Änderung	<b>Konsultationsdokument:</b> „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.“ <b>Ersetzen durch:</b> „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 Standardfristen.“
S. 28	777	Änderung	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.“
S. 29	728	Anmerkung	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 angemessenen Betei-

			ligung der Branche sichergestellt werden kann.
--	--	--	--

### 3. Daten zur Erzeugung

Erzeugungsanlagen werden über die GLDPM zu weitreichenden Datenlieferungen verpflichtet. Betreiber von Erzeugungsanlagen erfüllen bereits heute umfangreiche Meldeverpflichtungen. Es ist deshalb sehr wichtig, dass grundsätzlich immer auf bereits vorliegende Daten zurückgegriffen wird, um den Zusatzaufwand für Neumeldungen zu minimieren.

Eine zentrale Forderung des BDEW ist daher, 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 Kraftwerkseinsatzprognose zu erstellen, da diese sich maßgeblich auch am Wärmebedarf und nicht grundsätzlich allein an den Strommarktpreisen orientieren.

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.

Die o. g. und weiteren Vorschläge sind in der Tabelle 2 zusammengefasst.

*Tabelle 2: Anmerkungen zur Datenbereitstellung durch Erzeugungsanlagen*

Seite	Zeile	Thema	Kommentar
S. 19	617	Anmerkung	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 ist, dass gleichzeitig eine Meldung vom ÜNB/VNB mit entsprechender Prognose an den Direktvermarkter/Bilanzkreisverantwortlichen erfolgt. Der BDEW erarbeitet zu diesem Thema ein Positionspapier.
S. 19	633	Änderung	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



			<p>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, da der bestehende ERRP-Prozess genutzt werden kann.</p> <p>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. Eine Aktualisierung der D-2-Prognosedaten vor dem Start des D-1-Prozesses kann nicht von den Erzeugern verlangt werden, da dies einen unangemessenen Mehraufwand verursachen würde. 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.</p>
S. 20	658	Anmerkung	<p>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.</p>
S. 20	661-663	Anmerkung	<p>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.</p>
S. 20	661	Anmerkung	<p>In der „Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management (CACM) wird im Artikel 16 geregelt, dass Erzeugungs- und Lasteinheiten Daten bereitstellen müssen. Folglich kann der ÜNB gegenüber den Eigentümern dieser Anlagen die Daten einfordern.</p> <p>Die GLDPM richtet sich dementsprechend ebenfalls an die Eigentümer dieser Anlagen. Inwieweit der Eigentümer selbst oder ein Dienstleister (z.B. ein Direktvermarkter) die Daten bereitstellt, 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 Planungsda-</p>

			ten für EE-NVR ist dies im Konsultationsdokument nicht konsistent. In den Zeilen 661 bis 663 wird der Direktvermarkter verpflichtet, die Meldungen zu tätigen. Vor dem Hintergrund, dass der Eigentümer die Pflicht zu Datenmeldung hat, sollten mögliche Ansätze zur Datenmeldung durch einen Dritten (Dienstleister) eindeutig im Dokument kennzeichnet werden.
S. 20	661	Anmerkung	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.
S. 20	682	Anmerkung	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.
S. 23	735	Anmerkung	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.
S. 23	737	Anmerkung	Die Definition für die Wahl des Primärenergieträgers bei wechselnden Einsatzstoffen ist noch ausstehend. Hier ist ggf. ein Aktualisierungszyklus zu spezifizieren.
S. 23	737	Anmerkung	Die Stammdatenübermittlung in der Excel-Tabelle sollte eine Interimslösung sein, da der Prozess nicht den geltenden Datensicherheitsrichtlinien genügt. Etwaige Erhöhungen des Datensicherheitsniveaus verursachen ggf. einen hohen Aufwand auf der Erzeugerseite, woraus Verzögerungen resultieren können. Daher müsste für den Fall einer Verschärfung der Datensicherheit eine ausreichend lange Übergangszeit für die Implementierung gewährt werden. Folglich müsste die Frist für die Anpassung der Datensicherheit deutlich hinter dem 11. Januar

			2018 liegen.
S. 23	748	Änderung	<p>Die in der Tabelle dargestellten Stammdaten sind nicht vom konventionellen Bereich auf Portfoliomeldungen der Direktvermarkter übertragbar. Insbesondere der Displayname 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.</p> <p>Grundsätzlich sollte der Stammdatenaustausch bei EEG-Direktvermarktern ebenfalls auf Portfolio-Ebene erfolgen, weil eine anlagenscharfe Abbildung mit sehr vielen Kleinanlagen und täglichen Änderungen über einen manuellen Excel-Prozess nicht sinnvoll umsetzbar ist.</p> <p>Bei der Meldung von Stammdaten ist außerdem auf bestehende Register und Meldungen soweit es möglich ist zurückzugreifen. Zu nennen sind hier beispielsweise das Marktstammdatenregister oder die jährliche Testierung der EEG-Abrechnungen, die ebenfalls an die ÜNB übermittelt werden. Der Prozess "Datenlieferung durch den Direktvermarkter" sollte lediglich für Prognosedaten gelten.</p>
S. 24	751	Anmerkung	Es muss klar sein, dass dies Prognosen sind und diese nicht für Verbindlichkeiten herangezogen werden können.
S. 24	756	Anmerkung	Es ist unklar, was die Angabe „im Verbund“ bedeutet.
		Anmerkung	<p>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.</p> <p>Soweit bereits Daten vorliegen, ist eine Doppelabfrage zu vermeiden (z. B. über ERRP-Daten oder Preisdaten für Redispatch).</p>
S. 25	762	Anmerkung	Die theoretisch vermarktbar 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.
S. 25	762	Anmerkung	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 Meldungen nicht zu vermeiden.
S. 25	762-763	Anmerkung	Markbasierte Abregelungen erfolgen u. U. kurzfristig, d.h. eine Vorabmeldung kann nicht verlangt werden, da sie unangemessen hohen Aufwand verursachen würde.
S. 29	779	Anmerkung	<p>Die Ausweitung des ERRP-Prozesses (BK6-13-200) ist nach Einschätzung der Betroffenen im Hinblick auf die Anpassung der Formate mit weniger Aufwand verbunden – und damit schneller umsetzbar – als mögliche Alternativen. 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.</p> <p>Obwohl die Ausweitung des ERRP-Prozesses möglichen Alternativen vorzuziehen ist, erfordert sie bei den Erzeugern zum Teil erhebliche Anpassungen von Prozessen, die der Meldung von Fahrplanprognosen vorgelagert sind. Diese Anpassungen sind innerhalb einer Frist von sechs Monaten nicht umsetzbar. Daher muss in einer Übergangszeit bis zum Sommer 2018 die Datenmeldung per an E-Mails angehängte Excel-Dateien möglich sein.</p> <p>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.).</p>

#### 4. Datensicherheit

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 be-

rücksichtigen. 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.

## 5. Umsetzung der Marktkommunikation

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 dem etablierten Änderungsmanagement – 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<sup>1</sup> sowie der Modellierungsgrundsätze<sup>2</sup> zur Ausgestaltung von Marktprozessen und Umsetzung in Datenformate.

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 Marktolokationen mittels W-EIC und Displaynamen).

Beide Aspekte sind in der Tabelle 3 dargestellt.

*Tabelle 3: Einzelne Anmerkungen zur Marktkommunikation*

Seite	Zeile	Thema	Kommentar
S. 29	779	Verwendung der Rollen	Der BDEW empfiehlt eine Verwendung der Rollen, Gebiete und Objekte im Abgleich mit dem „BDEW-Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt“.

<sup>1</sup> BDEW-Anwendungshilfe „Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt“, Version 1.1.

<sup>2</sup> BDEW-Werkzeugkasten „Arbeitsgrundlagen Marktkommunikation“, Version 1.1.

			Z. B. Differenzierung, ob die Rolle des Direktvermarkters (Rolle: Lieferant) oder des Einsatzverantwortliche gemeint ist.
S. 29	779	Identifikatoren	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