

Die vorliegende Datei besteht aus drei Teilen:

- diesem Übersichtsblatt
- dem am 06. Februar 2018 veröffentlichten Konsultationsdokument der ÜNB
- den im Rahmen der Konsultation vom 06. Februar bis zum 07. März 2018 eingegangenen Anmerkungen zum Konsultationsdokument der ÜNB sowie den Rückäußerungen der ÜNB hierzu ("Antwortdokument")

Sowohl das Konsultationsdokument wie auch das Antwortdokument wurden nach der Veröffentlichung weiter überarbeitet. Die vorliegende Datei enthält aber die ursprünglich veröffentlichten Versionen.

1 Umsetzung der Vorgaben der System Operation
2 Guideline (SO GL) zum Datenaustausch in Deutschland

3
4 Konsultationsdokument zum Datenbedarf
5 Stand: 06. Februar 2018

6
7
8 Vorbemerkung

9 Die System Operation Guideline ("Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 02.
10 August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb"; nachfolgend
11 "SO GL") ist am 14. September 2017 in Kraft getreten. Das vorliegende Dokument
12 beschreibt einen Vorschlag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission
13 GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH (nachfolgend "ÜNB")
14 zur Umsetzung der Vorgaben der SO GL zum Datenaustausch in Deutschland.

15
16 Inhalt

17

18	1	Rechtlicher Hintergrund	3
19	2	Zeitraumen, Prozess und Teilnahme am Konsultationsverfahren	6
20	3	Kategorisierung der Datenverpflichteten	8
21	3.1	Erzeugung und Last	8
22	3.1.1	Stromerzeugungseinheiten (SEE)	10
23	3.1.2	Stromspeichereinheiten (SSE)	11
24	3.1.3	Stromverbrauchseinheiten (SVE)	11
25	3.2	Verteilernetze	11
26	4	Verwendung der angeforderten Daten	13
27	5	Datenbedarfe	15
28	5.1.1	Übersichtsdarstellung der Datenanforderungen	16
29	5.1.2	Identifikatoren	17
30	5.2	Daten von Verteilernetzbetreibern	19
31	5.2.1	Stammdaten	19
32	5.2.2	Planungsdaten	23
33	5.2.3	Echtzeitdaten (ausschließlich VNB-eigene Daten)	24
34	5.3	Erzeugung und Speicherung	26
35	5.3.1	Stammdaten	26
36	5.3.2	Planungsdaten	42
37	5.3.3	Echtzeitdaten	48
38	5.3.4	Echtzeitdaten (Referenzanlagen)	51

39	5.4	Verbrauch	52
40	5.4.1	Stammdaten	52
41	5.4.2	Planungsdaten.....	56
42	5.4.3	Echtzeitdaten	60
43	6	Implementierungsvorschriften (Prozesse und Formate)	61
44	7	Hinweis auf Konsultation zu überarbeiteten Präqualifikationsbedingungen für	
45		Reservenanbieter	62
46			

47 1 Rechtlicher Hintergrund

48 In diesem Abschnitt werden die wesentlichen rechtlichen Grundlagen skizziert, die für das
49 vorliegende Dokument von Bedeutung sind. Im Kern geht es bei der Umsetzung der SO GL -
50 Vorgaben zum Datenaustausch um den Artikel 40 Absatz 5 SO GL sowie den Artikel 40
51 Absatz 7 SO GL. Diese beiden Absätze behandeln, vereinfacht gesagt, zum einen die
52 Festlegung der auszutauschenden Daten (Artikel 40 Absatz 5) und zum anderen die
53 Zusammenarbeit zwischen ÜNB und Verteilernetzbetreibern ("VNB") bei der Ausarbeitung
54 der Verfahren zu den Datenaustauschprozessen (Artikel 40 Absatz 7). Die Erarbeitung und
55 Umsetzung der Datenaustauschprozesse gemäß Artikel 40 Absatz 7 stehen zunächst nicht
56 im Fokus; die entsprechenden Arbeiten sollen im Herbst 2018 aufgenommen werden.

57
58 Im Weiteren beziehen sich alle Angaben zu Artikeln auf die SO GL, falls nicht ausdrücklich
59 eine andere Quelle angegeben wird.

60
61 Wesentliche Rechtsgrundlage für das vorliegende Dokument ist Artikel 40 Absatz 5, der sich
62 wie folgt liest:

63
64 "In Abstimmung mit den VNB und SNN bestimmt jeder ÜNB die Anwendbarkeit und den
65 Umfang des Datenaustauschs auf der Grundlage der folgenden Kategorien:

- 66 a) Stammdaten gemäß Artikel 48;
- 67 b) Fahrplan- und Prognosedaten gemäß Artikel 49;
- 68 c) Echtzeitdaten gemäß den Artikeln 44, 47 und 50 sowie
- 69 d) Bestimmungen gemäß den Artikeln 51, 52 und 53."

70
71 Artikel 40 Absatz 5 verweist also auf weitere Artikel der SO GL, die in ihrer Gesamtheit die
72 primäre Grundlage für die Anforderung der in dem vorliegenden Dokument beschriebenen
73 Daten durch die ÜNB darstellt. Die SO GL als europäische Verordnung ist unmittelbar
74 geltendes Recht; die oben genannten Artikel räumen den ÜNB mit der Formulierung "[s]oweit
75 der ÜNB nichts anderes bestimmt" einen Ermessensspielraum bei der Festlegung der im
76 Einzelnen zu übermittelnden Daten ein.

77
78 Soweit die ÜNB Daten auf Basis der SO GL anfordern, so haben sie diese Anforderung
79 gemäß Artikel 6 Absatz 4 Buchstabe b von der Bundesnetzagentur genehmigen zu lassen.
80 Dabei gibt es formal gesehen keine Frist für die ÜNB, ihre Datenbedarfsliste der
81 Bundesnetzagentur vorzulegen. Eine öffentliche Konsultation der Datenbedarfsliste ist nicht
82 vorgeschrieben und damit auch keine Verpflichtung für die ÜNB, zu den von den beteiligten
83 Akteuren ggf. übermittelten Anmerkungen Stellung zu nehmen. Die ÜNB werden das auf
84 Basis des vorliegenden Dokuments begonnene Konsultationsverfahren allerdings wie ein in
85 Deutschland übliches reguläres Konsultationsverfahren behandeln und nicht nur
86 Anmerkungen entgegennehmen, sondern zu diesen auch schriftlich Stellung nehmen. Die
87 praktischen Fragen der Übermittlung von Anmerkungen und der vorgesehene Terminplan
88 werden in Abschnitt 2 erörtert.

89
90 Aus weiteren Sachverhalten, wie z.B. der Herstellung des Netzanschlusses, der
91 betrieblichen Netzführung, der Notwendigkeit der leittechnischen Abbildung für den
92 Netzwiederaufbaufall (Network Code on Emergency and Restoration) oder anderen

93 europäischen Regelwerken, können weitere Datenanforderungen resultieren, die nicht im
94 Fokus des vorliegenden Dokuments stehen und welche eine Erweiterung des Datenbedarfes
95 der ÜNB auf Grundlage von Artikel 40 Absatz 5 notwendig machen können.

96
97 Der Austausch von Daten spielt auch im Zusammenhang mit der Vorhaltung und Erbringung
98 von Regelleistung eine große Rolle. In Abschnitt 7 wird eine zeitlich parallel durchgeführte
99 Konsultation zu den überarbeiteten Präqualifikationsbedingungen für Regelleistung
100 beschrieben, bei der auch die Anforderungen an den Datenaustausch im Zusammenhang
101 mit dem Präqualifikationsverfahren konsultiert werden.

102
103 Die ÜNB behalten sich vor, im Marktstammdatenregister ("MaStR") der Bundesnetzagentur
104 gemäß § 111e Energiewirtschaftsgesetz ("EnWG") erfasste Daten anzufordern. Dies betrifft
105 zum einen im vorliegenden Dokument bereits beschriebene Daten, wenn diese für die ÜNB
106 über das MaStR zwar mit geringerem Aufwand verfügbar wären als bei Nutzung eines
107 alternativen Übermittlungsverfahrens, eine Zurverfügungstellung durch das MaStR aber nicht
108 möglich ist. Zum anderen gilt dies auch für im vorliegenden Dokument noch nicht
109 beschriebene Daten, soweit deren Nutzung durch die ÜNB sich als sinnvoll erweist. Diese
110 Daten werden dann von den ÜNB in den Genehmigungsantrag nach Artikel 40 Absatz 5
111 aufgenommen.

112
113 Mit dem vorliegenden Dokument wird auch die Übermittlung von Daten angefordert, für die
114 es keine direkte Anspruchsgrundlage in der SO GL gibt. Zum einen werden Daten gefordert,
115 die so explizit nicht in den einschlägigen SO GL - Artikeln beschrieben sind; bspw. die im
116 Intradayzeitbereich zu aktualisierenden Netzmodelle der VNB. Zum anderen werden
117 bestimmte Daten auch von Adressaten gefordert, auf die die SO GL dem Wortlaut nach
118 keine Anwendung findet; bspw. Stromerzeugungsanlagen mit einer relativ geringen
119 installierten Leistung (deutlich unter 1 MW). Die Gründe für diese Ausweitung der
120 Datenanforderungen werden nachfolgend dargelegt. Der bei der Bundesnetzagentur
121 einzureichende Antrag auf Genehmigung der Datenbedarfsliste wird sich allerdings auf die
122 von Artikel 40 Absatz 5 umfassten Daten beschränken.

123
124 Als weitere Rechtsgrundlage für Datenanforderungen der ÜNB wird auch das EnWG
125 genutzt. So kommt insbesondere § 12 Absatz 4 des EnWG in Frage, der sich wie folgt liest:

126
127 "(4) Die folgenden natürlichen oder juristischen Personen müssen den Betreibern von
128 Elektrizitätsversorgungsnetzen auf deren Verlangen unverzüglich die Informationen
129 einschließlich etwaiger Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse bereitstellen, die notwendig
130 sind, damit die Elektrizitätsversorgungsnetze sicher und zuverlässig betrieben, gewartet und
131 ausgebaut werden können:

- 132 1. die Betreiber von Erzeugungsanlagen,
- 133 2. die Betreiber von Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie,
- 134 3. die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen,
- 135 4. die Betreiber von Gasversorgungsnetzen,
- 136 5. industrielle und gewerbliche Letztverbraucher,
- 137 6. Anbieter von Lastmanagement und
- 138 7. Großhändler oder Lieferanten von Elektrizität.

139 Zu den bereitzustellenden Informationen zählen insbesondere Stammdaten, Planungsdaten
140 und Echtzeitdaten."

141

142 Soweit von den ÜNB Daten nicht oder nur eingeschränkt auf Basis der genannten SO GL -
143 Artikel angefordert werden können, greift § 12 Absatz 4 EnWG und stellt insofern die primäre
144 oder eine subsidiäre Rechtsgrundlage für die entsprechenden Datenanforderungen dar.

145

146 Die Parteien, die auf Basis des vorliegenden Dokuments in den Datenaustausch einbezogen
147 werden sollen, sind in Abschnitt 3 genauer beschrieben. Generell lässt sich sagen, dass zum
148 einen (im Falle von Stromerzeugungsanlagen etc) die relevanten Anlagenbetreiber sowie
149 zum anderen (im Falle von Daten mit Bezug zum Verteilernetz) die VNB zur Übermittlung
150 von Daten verpflichtet werden. Gleichfalls benötigen die VNB Daten benachbarter
151 Netzbetreiber bezüglich ihres Beobachtungsnetzes.

152

153 Neben den oben genannten Artikeln sind auch die Artikel 43, 45 und 46 der SO GL
154 einschlägig, in denen weitere Datenlieferverpflichtungen enthalten sind. Letztere sind nicht
155 vollumfänglich in das vorliegende Dokument übernommen worden. Die ÜNB weisen aber
156 darauf hin, dass die entsprechenden Datenlieferverpflichtungen einzuhalten sind.

157

158 Bestehende Datenlieferverpflichtungen bleiben im Prinzip weiterhin gültig. Allerdings werden
159 auch die derzeit auf Basis der "Generation and Load Data Provision Methodology" (GLDPM)
160 implementierten Datenaustausche (also Vorgaben zu Dateninhalten, Formaten und
161 Prozessen) in die Bestimmungen zur Umsetzung des Datenaustausches nach SO GL
162 integriert. Zukünftig sind daher im Falle von Änderungen nur noch die Bestimmungen zum
163 SO GL - Datenaustausch zu aktualisieren.

164

165 Praktische Fragen des Datenaustausches wie die Festlegung von Datenformaten und
166 entsprechenden Prozessen sind nicht Teil der aktuellen Konsultation.

167

168 2 Zeiträumen, Prozess und Teilnahme am Konsultationsverfahren

169 Im vorliegenden Abschnitt beschreiben die ÜNB das angestrebte Vorgehen bei der
170 Umsetzung der SO GL - Vorgaben zum Datenaustausch in Deutschland und gehen in
171 diesem Zusammenhang auch auf die Abstimmung mit den verschiedenen beteiligten
172 Akteuren ein.

173
174 Der Projektplan der ÜNB sieht für die Abstimmung der Datenbedarfsliste einen Zeitraum von
175 über zwei Monaten (7. Februar bis 13. April 2018) vor. Vom 07. Februar bis zum 07. März
176 2018 haben alle beteiligten Akteure die Möglichkeit, Anmerkungen zu dem vorliegenden
177 Konsultationsdokument abzugeben. Die ÜNB nehmen diese Anmerkungen gerne entgegen
178 und haben für die strukturierte Erfassung ein Web-Formular eingerichtet:

179
180 [Anmerkungen zum Konsultationsdokument](#)

181
182 Die ÜNB bitten alle Teilnehmer an der Konsultation, ihre jeweiligen Anmerkungen über
183 dieses Web-Formular möglichst frühzeitig zu übermitteln, damit eine effiziente Bearbeitung
184 möglich ist. Die Weiterverarbeitung von Fließtexten ist mit hohem administrativen Aufwand
185 verbunden und daher nicht vorgesehen. Die ÜNB weisen darauf hin, dass alle Anmerkungen
186 im Rahmen der Konsultation veröffentlicht werden und bitten daher, die Verwendung von
187 vertraulichen Informationen zu vermeiden.

188
189 Für Rückfragen steht das Projektteam der ÜNB unter datenaustausch@sogl.eu zur
190 Verfügung. Eine Übermittlung von Anmerkungen zum Konsultationsdokument ist aber
191 ausschließlich über das Web-Formular möglich.

192
193 Die Anmerkungen aus der Konsultation sollen in einem Workshop diskutiert werden. Der
194 Workshop wird am 21. März 2018 in Stuttgart stattfinden; eine Anmeldung ist bis zum 07.
195 März unter folgendem Link möglich:

196
197 [Anmeldung für den Workshop am 21. März](#)

198
199 Im Anschluss an die Konsultation werden die ÜNB die Datenbedarfsliste auf Basis der
200 Rückmeldungen prüfen und überarbeiten. Anschließend wird die Datenbedarfsliste der
201 Bundesnetzagentur Mitte April 2018 mit der Bitte um Genehmigung übergeben. Die
202 Entscheidung der Bundesnetzagentur erwarten die ÜNB innerhalb der Frist von sechs
203 Monaten. So wird perspektivisch Mitte Oktober eine Genehmigung der Bundesnetzagentur
204 zu den Dateninhalten vorliegen.

205
206 Parallel zur Prüfung der Datenbedarfsliste durch die Bundesnetzagentur von April bis
207 Oktober 2018 werden die ÜNB die Arbeiten an den für die Datenübermittlung
208 einzurichtenden Prozessen und der Umsetzung von Artikel 40 Absatz 7 beginnen. Dies
209 geschieht mit der Erwartung, dass die vorgelegten Datenbedarfe durch die
210 Bundesnetzagentur bestätigt werden. Ebenso ermöglicht eine parallele Erarbeitung der
211 Prozesse ein effizientes Ausnutzen des insgesamt knappen Zeitraums. Ziel ist es, bereits
212 kurz nach der Entscheidung der Bundesnetzagentur einen gemeinsamen Vorschlag der vier

213 ÜNB für die Datenaustauschprozesse vorzulegen. Dies wird für Ende Oktober 2018
214 angestrebt.

215

216 Die Prozess- und Formatbeschreibungen für die Planungsdaten und ggf. für die Stammdaten
217 werden dem Vorgehen bei der Umsetzung der GLDPM entsprechend erstellt und sollen in
218 einer zweiten Konsultationsrunde mit dem Markt diskutiert und abgestimmt werden. Diese
219 Konsultation ist von Ende Oktober 2018 bis Ende November 2018 vorgesehen. In diesem
220 Rahmen ist für die Woche des 10. Dezember 2018 auch ein weiterer Workshop geplant. Die
221 ÜNB werden über den Ort der Veranstaltung und die Möglichkeit zur Anmeldung rechtzeitig
222 informieren.

223

224

225 **3 Kategorisierung der Datenverpflichteten**

226 **3.1 Erzeugung und Last**

227 Verpflichtet zur Übermittlung von Daten sind

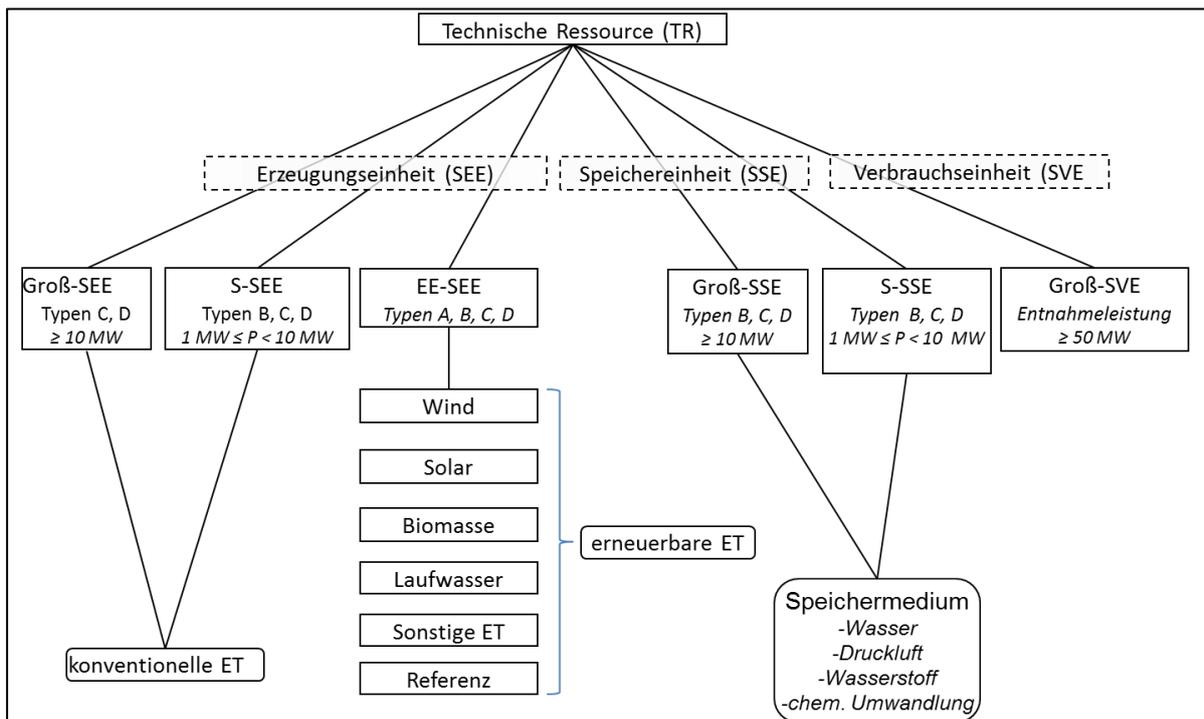
- 228 • Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie
- 229 (Stromerzeugungseinheiten oder SEE),
- 230 • Betreiber von Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie
- 231 (Stromspeichereinheiten oder SSE) sowie
- 232 • Betreiber von Anlagen zum Verbrauch von elektrischer Energie
- 233 (Stromverbrauchseinheiten oder SVE).

234 Die Verpflichtung betrifft ebenso Erzeugungseinheiten, sofern und soweit diese zwar keinen
 235 physikalischen Anschluss an einem Netzanschlusspunkt auf deutschem Hoheitsgebiet besit-
 236 zen, jedoch aufgrund anderweitiger Einbindung in mit einer auf deutschem Hoheitsgebiet
 237 angeschlossenen Anlage vergleichbarer Weise direkt einem deutschen Bilanzkreis
 238 zugeordnet sind.

239

240 Zu jeder Erzeugungs-, Speicher-, oder Verbrauchseinheit resp. zu jedem Aggregat derselben
 241 ist genau ein Verantwortlicher zu bestimmen und dem ÜNB zu benennen, unabhängig von
 242 den Eigentumsverhältnissen oder den Nutzungsanteilen unterschiedlicher Anteilseigner. Der
 243 im Sinne dieses Absatzes Verpflichtete nimmt die Marktrolle "Einsatzverantwortlicher" (EIV)
 244 für die Meldung von Planungsdaten und den für den Planungsprozess notwendigen
 245 Stammdaten wahr. Der EIV kann auch Dateneigner für Echtzeitdaten sein, die bei
 246 Anforderung an den Anschlussnetzbetreiber zu übermitteln sind. In der nachfolgenden
 247 Abbildung wird eine Strukturierung der im weiteren Konsultationsdokument verwendeten
 248 Kategorien von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchseinheiten vorgenommen.

249



250

251 **Abbildung 1: Kategorisierung der Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchseinheiten**

252 Die in der Abbildung aufgeführten Kategorien werden in den Abschnitten 3.1.1 (SEE), 3.1.2
253 (SSE) und 3.1.3 (SVE) näher beschrieben.

254
255 Dabei wird für Erzeugungsanlagen und den Einspeiseteil von Speichieranlagen eine
256 Zuordnung zu den Typen gemäß Artikel 5 Absatz 2 der Verordnung (EU) 2016/631 der
257 Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit
258 Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger ("NC RfG") vorgenommen. Die Einstufung
259 der letzteren Typen in Leistungsklassen wurde für Deutschland durch das FNN noch einmal
260 wie nachfolgend beschrieben konkretisiert.

261
262 Die Vorgaben des NC RfG sind wie folgt:

263
264 "(2) Stromerzeugungsanlagen der folgenden Kategorien gelten als signifikant:
265 a) Netzanschlusspunkt unter 110 kV und Maximalkapazität von mindestens 0,8 kW (**Typ A**);
266 b) Netzanschlusspunkt unter 110 kV und Maximalkapazität ab einem Schwellenwert, den
267 jeder relevante ÜNB nach dem in Absatz 3 beschriebenen Verfahren vorschlägt (**Typ B**). (...)
268 c) Netzanschlusspunkt unter 110 kV und Maximalkapazität ab einem von jedem relevanten
269 ÜNB gemäß Absatz 3 festgelegten Schwellenwert (**Typ C**). (...)
270 d) Netzanschlusspunkt mit mindestens 110 kV (**Typ D**). Eine Stromerzeugungsanlage ist
271 auch dann als Anlage des Typs D anzusehen, wenn ihr Netzanschlusspunkt eine Spannung
272 von weniger als 110 kV aufweist, aber ihre Maximalkapazität mindestens einem gemäß
273 Absatz 3 festgelegten Schwellenwert entspricht. (...)"

274
275 Zur nationalen Anpassung wurde durch das FNN eine Konsultation im Einklang mit dem
276 Artikel 5 Absatz 3 NC RfG durchgeführt. Auf dieser Basis wurden in Verbindung mit den
277 oben genannten Spannungsebenen nachfolgende Schwellenwerte durch das FNN
278 vorgeschlagen:

279 Typ D – $S_{Amax} \geq 50 \text{ MVA}$ - $\rightarrow P \geq 45 \text{ MW}$

280 Typ C – $S_{Amax} \geq 40 \text{ MVA}$ $\rightarrow P \geq 36 \text{ MW}$

281 Typ B – $S_{Amax} \geq 150 \text{ kVA}$ $\rightarrow P \geq 135 \text{ kW}$

282 Zu den jeweiligen Leistungsklassen wird der feste Umrechnungsfaktor $\cos \varphi = 0,9$
283 angegeben. Die obige Einteilung der Leistungsklassen ist noch durch die Bundesnetzagentur
284 zu genehmigen.

285
286 Die SO GL ist nach Artikel 2 Absatz 1 auf bestimmte sog. "signifikante Netznutzer" (SNN)
287 anzuwenden. Eine Einstufung als SNN ist aber keine hinreichende Bedingung dafür, unter
288 der SO GL Daten liefern zu müssen: Typ A SNN werden - obwohl "signifikant" - von der SO
289 GL nicht erfasst. Die ÜNB halten eine Einbeziehung der Typ A SNN wegen der insgesamt
290 installierten Leistung (im GW-Bereich) allerdings für bestimmte Daten (in der Regel
291 Stammdaten) unerlässlich. Entsprechend eingeschränkte Datenlieferverpflichtungen stützen
292 sich, wie in Abschnitt 1 beschrieben, auf § 12 Absatz 4 EnWG.

293
294 Soweit eine Einstufung auf den Energieträger abstellt, ist der Hauptenergieträger zugrunde
295 zu legen.

296

297 3.1.1 Stromerzeugungseinheiten (SEE)

298 Unter diesen Überbegriff fallen alle verwendeten Bezeichnungen für
299 Stromerzeugungseinheiten der Typen A, B, C, D. Bei diesen handelt es sich um technische
300 Ressourcen. Im Zusammenhang mit der Datenmeldung sind für Erzeugungseinheiten W-
301 EICs mit den möglichen functions {Generation; Generationunit} zu verwenden.

302

303 **Groß-Stromerzeugungseinheiten (Groß-SEE)**

304 Definiert als konventionelle Erzeugungseinheiten der Typen B, C, D mit einer
305 Nettonennleistung größer oder gleich 10 MW. Der Begriff der „Einheit“ bezieht sich hier
306 jeweils auf einen Generator; nicht etwa auf ein Kraftwerk.

307

308 **Sonstige Stromerzeugungseinheiten (S-SEE)**

309 Definiert als konventionelle Erzeugungseinheiten der Typen B, C, D mit einer
310 Nettonennleistung größer oder gleich 1 MW und kleiner als 10 MW. Der Begriff der „Einheit“
311 bezieht sich hier jeweils auf einen Generator; nicht etwa auf ein Kraftwerk. Im Falle von
312 kleineren Einheiten kann eine Zusammenfassung auf Ebene der an einem
313 Netzanschlusspunkt einspeisenden Einheiten sinnvoll sein. Die zusammengefassten
314 Einheiten werden als "Park" bezeichnet. Falls eine Zusammenfassung auf einer anderen
315 Ebene (Messlokation, Marktlokation o.ä.) sinnvoller ist als auf Ebene des
316 Netzanschlusspunktes, so kann der ÜNB eine andere Aggregationsebene vorgeben.

317

318 **Erneuerbare Energien Stromerzeugungseinheiten (EE-SEE)**

319 EE-SEE sind SEE auf Basis erneuerbarer Energien (EE) der Typen A, B, C, D. Innerhalb der
320 EE-SEE wird zwischen den folgenden Anlagenkategorien unterschieden:

- 321 1) Windenergieanlagen (EE-SEE Wind)
- 322 2) Solaranlagen (EE-SEE Solar)
- 323 3) Biomasseanlagen (EE-SEE Biomasse)
- 324 4) Laufwasserkraftwerke (EE-SEE Laufwasser)
- 325 5) Sonstige Energieträger (EE-SEE Sonstige ET)
- 326 6) Referenzanlagen (EE-SEE Referenz)

327

328 EE-SEE Sonstige Energieträger umfassen alle erneuerbaren Energieträger mit Ausnahme
329 von Wind, Solar, Biomasse und Laufwasser. EE-SEE Wind, Solar, Laufwasser und Sonstige
330 ET haben eine installierte Nennleistung von mindestens 1 MW pro Netzanschlusspunkt. Für
331 EE-SEE Biomasse gilt ein Schwellenwert von 135 kW (Typen B, C, D).

332

333 EE-SEE Referenz umfassen EE-SEE, die vom ÜNB zu Prognose- und
334 Hochrechnungszwecken zur Datenlieferung herangezogen werden. Für EE-SEE Referenz ist
335 keine Leistungsgrenze definiert; zur Bestimmung der Referenzanlagen findet eine bilaterale
336 Abstimmung mit dem entsprechenden Anschlussnetzbetreiber statt.

337

338 EE-SEE Wind und EE-SEE Solar können jeweils pro Netzanschlusspunkt zur
339 Datenerhebung zusammengefasst werden. Die zusammengefassten Einheiten werden als
340 "Park" bezeichnet. Falls eine Zusammenfassung auf einer anderen Ebene (Messlokation,
341 Marktlokation o.ä.) sinnvoller ist als auf Ebene des Netzanschlusspunktes, so kann der ÜNB
342 eine andere Aggregationsebene vorgeben.

343

344 EE-SEE können gegenwärtig in folgende Vermarktungsformen unterteilt werden:
345 Direktvermarktung (Marktprämienmodell), Festvergütung, sonstige Vermarktung.

346

347 3.1.2 Stromspeichereinheiten (SSE)

348 Unter diesen Überbegriff fallen alle anderen verwendeten Bezeichnungen für
349 Stromspeichereinheiten der Typen A, B, C, D. Der Begriff der „Einheit“ bezieht sich hier
350 jeweils auf einen Speicher.

351

352 **Groß-Stromspeichereinheiten (Groß-SSE)**

353 Definiert als Stromspeichereinheiten der Typen B, C, D mit einer Nettonennleistung
354 (Produktion) oder Nettonennleistung (Verbrauch) größer oder gleich 10 MW.

355

356 **Sonstige Stromspeichereinheiten (S-SSE)**

357 Sogenannte „sonstige SSE“ sind definiert als Stromspeichereinheiten der Typen B, C, D mit
358 einer Nettonennleistung (Produktion) und Nettonennleistung (Verbrauch) größer oder gleich
359 1 MW und kleiner als 10 MW.

360

361 3.1.3 Stromverbrauchseinheiten (SVE)

362 Unter Stromverbrauchseinheiten (SVE) fallen zunächst alle Stromverbraucher. Von den
363 Datenbedarfen sind allerdings nur die nachfolgenden Groß-SVE erfasst.

364

365 **Groß-Stromverbrauchseinheiten (Groß-SVE)**

366 Groß-SVE sind SVE mit einer möglichen Entnahmeleistung von mindestens 50 MW. Diesem
367 Objekt ist mindestens eine technische Ressource oder sind mehrere kleinere technische
368 Ressourcen zugehörig, welche örtlich zusammen stehen müssen und welche eine
369 technologische Einheit darstellen (z.B. Schmelzofen mit mehreren Heizwendeln). Die
370 zugehörigen (Sub-)SVE müssen nicht gemeldet werden.

371

372 Sofern eine oder mehrere Groß-SVE im gleichen Netz mit einer oder mehreren SEE
373 technologisch gekoppelt betrieben wird / werden, kann nach Abstimmung mit dem ÜNB
374 alternativ auch eine aggregierte Übermittlung der Daten dieser gekoppelt betriebenen
375 Einheiten in Bezug auf einen oder mehrere gemeinsame Netzverknüpfungspunkte am
376 vorgelagerten Netz sinnvoll sein und vereinbart werden.

377

378

379 3.2 Verteilernetze

380 Die Gruppe der relevanten Verteilernetzbetreiber umfasst unmittelbar die 110 kV - Netze mit
381 einem direkten Anschluss an das HöS-Netz.

382

383 Mittelbar sind zudem nachgelagerte VNB betroffen, da es seitens der VNB mit direktem HöS-
384 Anschluss erforderlich sein kann, von den nachgelagerten VNB Daten zu erheben und zu
385 erhalten. Dies trifft insbesondere auf Konstellationen zu, bei denen der nachgelagerte VNB



386 ebenfalls ein 110 kV – Netz betreibt, sowie bei Mittelspannungsnetzen, an die eine hohe EE-
387 SEE-Leistung angeschlossen ist.
388

389 4 Verwendung der angeforderten Daten

390 Gemäß den Artikeln 72 bis 74 sind die ÜNB verpflichtet, Betriebssicherheitsanalysen in allen
391 Zeitbereichen durchzuführen (Year-Ahead, ggf. Week-Ahead, Day-Ahead, Intraday,
392 Echtzeitbetrieb), um folgende Einschränkungen zu ermitteln:

- 393 - Überschreitung betrieblicher Sicherheitsgrenzwerte von Leistungsflüssen und
394 Spannungen resp. Blindleistungsbereitstellung
- 395 - Verletzung von Stabilitätsgrenzwerten des Übertragungsnetzes sowie von
396 Schwellenwerten der Kurzschlussströme

397

398 Zusätzlich haben die Betriebssicherheitsanalysen in den kurzfristigeren Zeitbereichen das
399 Ziel, mögliche vorhersehbare Einschränkungen des Betriebes zu identifizieren und zu deren
400 Beseitigung ggf. Entlastungsmaßnahmen mit benachbarten ÜNB, VNB und SNN
401 vorzubereiten und durchzuführen. Bei der Durchführung der echtzeitnahen
402 Betriebssicherheitsanalyse wird eine Zustandserkennung (state estimation) der Observability
403 Area zur Bewertung der Situation herangezogen. (Die Observability Area bezeichnet gemäß
404 Artikel 3 Absatz 2 Nummer 48 "das eigene Übertragungsnetz eines ÜNB sowie die
405 relevanten Teile von Verteilernetzen und Übertragungsnetzen benachbarter ÜNB, die der
406 ÜNB in Echtzeit überwacht und modelliert, um die Betriebssicherheit in seiner Regelzone
407 einschließlich der Verbindungsleitungen aufrechtzuerhalten".)

408

409 Eine grundlegende Methode für die Durchführung der Betriebssicherheitsanalyse ist die
410 Ausfallvarianten-Rechnung auf der Grundlage einer Liste der durch den ÜNB als kritisch
411 einzuschätzenden Betriebsmittel (Ausfallvarianten-Liste). Diese Ausfallvarianten-
412 Rechnungen müssen auf der Basis von Prognosen und Echtzeit-Betriebsdaten aus der
413 Observability Area des ÜNB erfolgen. Der Zuschnitt der Observability Area des ÜNB erfolgt
414 wiederum auf Basis des gemäß Artikel 75 zu erarbeitenden Methodenpapiers („CSA-
415 Papier“).

416

417 Gemäß Artikel 33 Absatz 3 hat jeder VNB mit Übertragungsnetzanschluss sowie jeder
418 Eigentümer eines SNN (Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung mit
419 Übertragungsnetzanschluss) dem ÜNB alle von diesem benötigten relevanten Informationen,
420 einschließlich Prognosen und Echtzeitdaten, für die Ausfallvarianten-Rechnung zu
421 übermitteln. Das betrifft im Weiteren auch alle SNN in den Verteilernetzen, wobei einzelne
422 SNN nach Abstimmung zwischen ÜNB und VNB laut Artikel 50 Absatz 2 von der
423 Datenlieferungsverpflichtung befreit werden können.

424

425 Grundlegende Aussagen zu dem für die Betriebssicherheitsanalysen erforderlichen
426 Datenumfang der ÜNB sind in Teil II, Titel 2 der SO GL (Datenaustausch) ausgeführt, deren
427 Konkretisierung durch die ÜNB mit diesem Dokument konsultiert werden soll. Der
428 Datenbedarf kann dabei in Stamm-, Planungs- und Echtzeitdaten unterteilt werden. Da sich
429 die Betriebssicherheitsanalyse aus einer Vielzahl von Teilprozessen zusammensetzt und
430 eine Zuordnung der benötigten Daten zu den Teilprozessen den Datenbedarf der ÜNB
431 gegenüber den potentiellen Datenlieferanten verständlicher und plausibler macht, erfolgt hier
432 zunächst eine Auflistung der Teilprozesse, für die diese Daten benötigt werden. Bei der
433 anschließenden Auflistung der erforderlichen Daten wird dann jeweils auf die Teilprozesse
434 verwiesen, für die diese Daten benötigt werden.

435

436 Die Teilprozesse werden nachfolgend nummeriert und im Weiteren mit ihrer Nummer
437 identifiziert:

- 438 1. Überwachung und Bestimmung der Netzzustände (Artikel 19)
- 439 2. Neuberechnung der zonenübergreifenden Day-Ahead- und Intradaykapazitäten
440 (Artikel 22 Absatz 1 Buchstabe d)
- 441 3. Spannungsregelung und Blindleistungsmanagement (Artikel 27 bis 29)
- 442 4. Kurzschlussstrommanagement (Artikel 30 und 31)
- 443 5. Leistungsflussgrenzwerte („Grundfall“) (Artikel 32)
- 444 6. Bewertung der regionalen Leistungsbilanz (Artikel 81)
- 445 7. Leistungsbilanz in der Regelzone im Day-Ahead- und Intraday-Zeitbereich (Artikel
446 107)
- 447 8. Ausfallvarianten-Rechnung (Artikel 34)
- 448 9. Überwachung, Bewertung und Management der dynamischen Stabilität (Artikel 38
449 und 39)
- 450 10. Vorbereitung, Aktivierung und Koordination von Entlastungsmaßnahmen (Artikel 23)
- 451 11. EE-Prognose (kein SO GL Artikel, aber Voraussetzung für die Durchführung der
452 unter 1-10 genannten Teilprozesse)
- 453 12. EE-Hochrechnung (kein SO GL Artikel, aber Voraussetzung für die Durchführung der
454 unter 1-10 genannten Teilprozesse)
- 455

456 **5 Datenbedarfe**

457 Nachfolgend werden die für die Umsetzung der SO GL Datenaustausche relevanten
458 Funktionseinheiten mit einer knappen Darstellung der erforderlichen Daten aufgeführt. Eine
459 detaillierte Darstellung der erforderlichen Daten erfolgt in den nachfolgenden Abschnitten.

460

461 Zudem werden hier auch die Funktionseinheiten aufgeführt, die bereits über Regelwerke wie
462 KWEP-1 (Festlegung BK6-13-200) oder GLDPM erfasst werden. Auf bisher bereits
463 bestehende Datenaustausche auf dieser Basis wird Bezug genommen. Dieser Ansatz dient
464 dazu, hier (ohne Anspruch auf Vollständigkeit) einen Gesamtüberblick über
465 Datenaustausche im Rahmen der Netz- und Systemführung zu liefern.

466

467 Die aufgelisteten Planungs- und Echtzeitdaten können grundsätzlich zur Erfüllung der
468 Teilprozesse erhoben werden. Dabei ist es unerheblich, ob der ÜNB selbst oder ggf. nur der
469 Anschlussnetzbetreiber die geforderten Daten für die Erfüllung seiner Aufgaben benötigt. Ob
470 und inwiefern die jeweiligen Daten von den ÜNB selbst genutzt oder für eine Nutzung durch
471 die VNB benötigt werden, steht nicht im Fokus dieser Konsultation.

472

473 Die hier aufgelisteten Echtzeitdaten orientieren sich im Wesentlichen am Ergebnis der
474 Arbeiten innerhalb der Arbeitsgruppe Topologie im BDEW. Für die Erfassung und
475 Weitergabe von Echtzeitdaten gilt folgendes Prinzip:

476 • Die Erfassung bzw. Berechnung und Nutzung eines Echtzeitdatums erfolgt durch den
477 Anschlussnetzbetreiber

478 • Weitergabe des Echtzeitdatums in der informatorischen Kaskade zur Nutzung durch
479 andere benachbarte Netzbetreiber in Richtung ÜNB oder VNB

480 Wesentliche Aufgaben und Teilprozesse der VNB sind mit denen der ÜNB vergleichbar. An
481 den Stellen, wo aus diesen Gründen nicht zwischen ÜNB und VNB unterschieden werden
482 muss, wird der Terminus Netzbetreiber resp. Anschlussnetzbetreiber verwendet.

483

484 **5.1.1 Übersichtsdarstellung der Datenanforderungen**

485 Nachfolgend werden die generellen Datenanforderungen an Erzeugung, Speicherung und Verbrauch in einer kompakten Art und Weise
 486 dargestellt. In der Darstellung wird zwischen Stammdaten, Echtzeitdaten, Nichtbeanspruchbarkeiten (NB) und Planungsdaten unterschieden.
 487 Diese Darstellung dient zur grundsätzlichen Einordnung von Datenanforderungen und stellt keine Einzelinformationen dar. Diese sind den
 488 nachfolgenden Datentabellen in den Abschnitten 5.3 und 5.4 zu entnehmen. Diese Tabelle ist je Spalte von oben nach unten zu lesen. Wenn sich
 489 in einer Leistungsklasse ein Eintrag befindet, so müssen diese Daten auch in allen darüberliegenden Leistungsklassen bereitgestellt werden.

490

491 Bei den Stammdaten sind einige Felder mit dem Symbol * markiert. Dieses Symbol in der Spalte "MaStR" bedeutet, dass das betreffende Datum
 492 auch im Marktstammdatenregister erfasst wird.

Leistungsklasse/ Kriterium	Biomasse (EE-SEE Biomasse)	PV, Wind (EE-SEE Wind/Solar)	Laufwasser (EE-SEE Laufwasser)	Konventionelle Erzeugung (SEE)	Speicherung (SSE)	Verbrauch (SVE)
P ≥ 0,8 kW	Stammdaten	Stammdaten Echtzeitdaten, wenn Referenz	Stammdaten	Stammdaten	Stammdaten	-
P ≥ 135 kW	Nichtbeanspruch- barkeiten	Echtzeitdaten, wenn Referenz	-	-	-	-
P ≥ 1 MW	Echtzeitdaten	Echtzeitdaten Nichtbeanspruch- barkeiten	Echtzeitdaten	Echtzeitdaten	Echtzeitdaten	-
P ≥ 10 MW	Planungsdaten	-	Planungsdaten Nichtbeanspruch- barkeiten	Planungsdaten Nichtbeanspruch- barkeiten	Planungsdaten Nichtbeanspruch- barkeiten	-
P ≥ 50 MW	-	-	-	-	-	Stammdaten Echtzeitdaten Planungsdaten Nichtbeanspruch- barkeiten
Anschluss am Übertragungsnetz	-	Planungsdaten	-	-	-	-

493

494 5.1.2 Identifikatoren

495

Lfd. Nr	MaStR	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
1		A-EIC	pro VNB für SEE, SSE, Groß-SVE	Identifikator für das der SEE/SSE/Groß-SVE zugeordnete Umspannwerk. Dient auch zur Identifizierung von Netzelementen.	1, 8, 9	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51 Artikel 52 Artikel 53
2		Messlokations-Identifikationsnummer	SEE SSE Groß-SVE	Es ist die ID der Messlokation der SEE/SSE/Groß-SVE anzugeben. Eine Messlokation ist eine Lokation, an der Energie gemessen wird und die alle technischen Einrichtungen beinhaltet, die zur Ermittlung und ggf. Übermittlung der Messwerte erforderlich sind. Die Messlokation ist ein gängiger Identifikator in der deutschen nationalen Marktkommunikation. MeLo-ID (13-stellige Zählpunktbezeichnung)	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51 Artikel 52 Artikel 53
3		Marktlokations-Identifikationsnummer	SEE SSE Groß-SVE	Die Marktlokation ist ein gängiger Identifikator in der deutschen nationalen Marktkommunikation. MaLo-ID (11-stellig)	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51 Artikel 52 Artikel 53
4	*	Y-EIC	SEE SSE	Angabe zur Anschluss-Regelzone durch im europäischen Energiemarkt verwendeten Identifikator (EIC = Energy Identification Code, 16-stellig)	1, 2, 5, 6, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
5		Marktpartner-ID	VNB SEE SSE Groß-SVE	Angabe der 13-stelligen BDEW Marktpartner-ID für die Rolle des EIV oder die Marktrolle des VNB	1, 2, 5, 6, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51 Artikel 52 Artikel 53

Lfd. Nr	MaStR	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
6		X-EIC oder Y-EIC	Groß-SEE Groß-SSE Groß-SVE EE-SEE Wind ≥ 1 MW EE-SEE Solar ≥ 1 MW EE-SEE Biomasse ≥ 135 kW EE-SEE Laufwasser ≥ 10 MW EE-SEE Sonstige ET ≥ 10 MW	Dient als Identifikator für den anzugebenden Bilanzkreis in den Fällen, in denen Planungsdaten übermittelt werden. In Deutschland werden entweder der Y-EIC oder X-EIC verwendet (16-stellig)	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51 Artikel 52 Artikel 53
7		W-EIC	SEE, SSE, Groß-SVE	Eindeutiger Identifikator für technische Ressourcen und Netzelemente. Wird zur Identifizierung von SSE/SEE/Groß-SVE und wird zur Identifizierung von Kraftwerken verwendet. Dieser Identifikator könnte auch zur Identifizierung von Parks (EE-SEE, SEE) verwendet werden. Code verweist auf physikalische Zusammenhänge (16-stellig).		
8		T-EIC	Netzelemente	EIC zur Identifikation von Netzelementen (16-stellig)		
9		EEG-Anlagenschlüssel	EE-SEE	Könnte zur Identifizierung von EE-SEE dienen. Beispielsweise dient der Anlagenschlüssel zur Identifikation von Anlagen und wird zudem zum Abgleich der Direktvermarktungsmeldung und zum Abgleich bei Anlagen-Zuordnungswechseln eines VNB genutzt.		

496
497



498

499 **5.2 Daten von Verteilernetzbetreibern**

500 **5.2.1 Stammdaten**

501 In der nachfolgenden Tabelle werden die für Verteilernetze relevanten Stammdaten beschrieben. Diese sind für an das HöS-Netz angeschlossene
502 Verteilernetze relevant. Die bereits bestehende Datenlieferverpflichtung aus der GLDPM bleibt weiterhin gültig. Der SO GL Datenaustausch
503 erfordert im Vergleich zum GLDPM-Datenaustausch die Übermittlung zusätzlicher Stammdaten.
504

Lfd. Nr	MaStR	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
10		Strukturangaben für die Betriebsmittel des dem Übertragungsnetz nachgelagerten Verteilernetzes	Nachgelagertes Verteilernetz	<p>Daten aller relevanten elektrischen Betriebsmittel (Freileitungen, Kabel, Transformatoren, Sammelschienen, Kompensationselemente usw.) des Netzes der höchsten dem Übertragungsnetz nachgelagerten Verteilernetz-Spannungsebene (als notwendiger Bestandteil der Observability Area des ÜNB) inklusive ihrer topologischen Verknüpfung (Startpunkt, Endpunkt) und elektrischer Kenngrößen (Widerstände, Kapazitäten, Induktivitäten, Strombelastbarkeiten etc.) sowie Angaben zu vorhandenen Schaltgeräten (Leistungsschalter, Trenner, Transformatorstufenschalter usw.) und nutzbarer Schaltmöglichkeiten. Die an den ÜNB bereitgestellten Strukturdaten müssen den durch den VNB genutzten Daten entsprechen.</p> <p>Die Schnittstellen zu nicht durch den ÜNB modellierten Verteilernetzebenen sind mittels Netzäquivalenten abzuschließen. Unterscheidet sich die Observability Area für die Planungsphase zu der in Echtzeit, so sind die Strukturangaben für die Zeitbereiche zu unterscheiden.</p> <p>Die Strukturdaten werden für den Aufbau des Netzmodells benötigt, welches wiederum Grundvoraussetzung und Eingangsgröße für die Teilprozesse ist. Unter anderem sind diese Stammdaten für die Abschätzung der Wirksamkeit von Redispatch mit Anlagen in unterlagerten Netzen notwendig. Zudem sind die Daten zur Lastflussberechnung im Übertragungsnetz notwendig (sofern eine Vermaschung im nachgelagerten Netz besteht, da dann ein Teil des Lastflusses durch das unterlagerte Netz fließt). Im Weiteren dienen die Angaben der Verbesserung des zu Grunde liegenden Netzmodells für die dynamische Netzsicherheitsrechnung.</p>	1, 2, 3, 4, 5, 6, 8, 9, 10	Artikel 43

Lfd. Nr	MaStR	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
11		Topologische Zuordnung der SEE, SSE und SVE	pro VNB für SEE, SSE, SVE	<p>Zuordnung aller SEE/SSE/SVE mit Anschluss an einem oder mehreren Netzknoten im Verteilernetzbereich. Hierbei sind diejenigen Netzknoten anzugeben, auf die ein Leistungsaustausch der SEE/SSE bzw. SVE wirkt. Für direkt an der Observability Area angeschlossene SEE/SSE/SVE entspricht der Netzknoten dem technischen Netzanschlusspunkt.</p> <p>Die netztechnische Lokalisation aller SEE/SSE/SVE ist zur knotenpunktscharfen Bestimmung von Einspeisung und Verbrauch erforderlich und ist somit Grundlage der Erstellung von Lastflussprognosen. Der VNB der Ebene n=1 muss diese Informationen für SEE/SSE/SVE und bei relevanten Struktur- und Topologieänderungen aktualisieren. Zuordnung der Anlagen und damit der Lasten, Einspeisungen und Potentiale innerhalb des Netzmodells zur Bestimmung der Lastflüsse und Potentiale für Entlastungsmaßnahmen im Netz. Im Weiteren dienen die Angaben einer Verbesserung der dynamischen Netzsicherheitsrechnung.</p>	1, 2, 3, 4, 5, 8, 9, 10	Artikel 43
12		Fernsteuerbarkeit im Rahmen des Netzsicherheitsmanagement	SEE SSE	<p>Dieses Datum liefert die Information, ob eine SEE/SSE durch den Anschlussnetzbetreiber grundsätzlich fernsteuerbar ist (z.B. direkt durch Fernwirktechnik oder Funkrundsteuerung). Es ist eine Fernsteuerereinrichtung an der SEE/SSE installiert. Eine Fernsteuerbarkeit ist damit theoretisch möglich.</p> <p>Diese Information ist zur Bestimmung des maximalen und für einen konkreten Betriebsfall anlagenseitigen Potenzials zur Teilnahme an netzstützenden Gegenmaßnahmen notwendig. Zudem ist dieses Stammdatum für die automatisierte Einspeisemanagement-Abwicklung bei direkt ans ÜNB-Netz angeschlossenen EE-SEE nötig. Des Weiteren wird durch dieses Datum die Differenzierung der SEE/SSE bei der Bildung des stat. Aufteilungsschlüssels möglich.</p>	9, 10	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51

Lfd. Nr	MaStR	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
13		Direktzugriff des Anschlussnetzbetreibers im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements	SEE SSE	Information, ob im Falle einer gegebenen Fernsteuerbarkeit durch den Anschlussnetzbetreiber diese in Form direkter Fernwirksignale an die SEE / SSE realisiert wird. Diese Information ist zur Herstellung eines grundsätzlichen Verständnisses der Funktion eines Netzsicherheitsmanagements und die mögliche Rückwirkung auf den Bilanzausgleich des EIV, dem die SEE/SSE zugeordnet ist, notwendig. Des Weiteren wird durch dieses Datum die Differenzierung der SEE/SSE bei der Bildung des stat. Aufteilungsschlüssel möglich.	9, 10	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
14		Referenzanlage/-park	EE-SEE	Diese Angabe liefert die Information, ob eine EE-SEE als Referenzanlage/-park ausgewiesen ist. Referenzanlagen dienen für ähnliche EE-SEE als Grundlage zur Hochrechnung durch Skalierung. Es ist notwendig zu wissen, auf welcher installierten Leistung eine Referenzmessung basiert, um die Skalierung bestmöglich durchführen zu können. Die EE-Hochrechnung wiederum dient als Trainingsgrundlage für die EE-Prognose.	1, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
15		Dauerhafte Leistungsrestriktion am Netzanschlusspunkt einer EE-SEE im Rahmen einer Netzsicherheitsmaßnahme des Anschlussnetzbetreibers	Netzanschlusspunkt von EE-SEE	Diese Angabe liefert dem ÜNB die Information, ob eine EE-SEE in ihrer Einspeiseleistung eingeschränkt ist, da ein Engpass durch den Netzanschluss gegeben ist. Die Kenntnis über dieses Datum wird benötigt, da die Information der installierten Leistung nur in Kombination mit dem Stammdatum eine korrekte Berücksichtigung der betroffenen Anlagen und deren folglich installierte Leistung in der Prognose/Hochrechnung der Einspeisung zulässt.	11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51

505

506

507 5.2.2 Planungsdaten

508 Seitens der direkt an das HöS-Netz angeschlossenen VNB werden Planungsdaten in Form von Netzmodellen im CGMES-Format angefordert. Die
 509 Meldung lehnt sich an die GLDPM an, wodurch eine erstmalige Meldung D-2 um 15:15 Uhr vorgesehen ist. Diese Meldung soll dann D-1 16:30
 510 Uhr aktualisiert werden. Anschließend ist eine fortlaufende Aktualisierung im Stundenraster bis zum Ende des Bezugstages vorgesehen.
 511

Lfd. Nr	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
16	Netzsicherheitsmanagementeingriff	Netzknoten in der Observability Area	Höhe der geplanten und aktuell angewiesenen Eingriffe des VNB auf NVR im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements aggregiert je Netzknoten, getrennt für alle durch den VNB im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements nach Erzeugungsarten definierten Rangfolgegruppen, z.B. gemäß "Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement - Abschaltfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte der BNetzA vom 7.3.2014". Diese Information gibt dem ÜNB eine bessere Information über die Netz- und Einspeisesituation in den nachgelagerten Netzen. Damit kann die kurzfristige Prognose und die Hochrechnung unmittelbar verbessert werden. Zudem erhält der ÜNB Kenntnis über durch die Maßnahmen veränderten Einspeisepotenziale, die bei den VNB bestehen.	7, 10, 11, 12	indirekt über Artikel 44 h)
17	Netzsicherheitsmanagementeingriff in EE-Referenzanlage	Referenzanlagen vom Typ EE-SEE	Höhe der geplanten und aktuell angewiesenen Eingriffe des VNB auf einzelne Referenzanlagen. Da die Referenzanlagen direkt in die Hochrechnung einfließen und somit lokale wie globale Hochrechnungen und Prognosen beeinflussen, ist diese Information besonders relevant. Auch ein Eingriff in den Betrieb von Referenzanlagen mit vergleichsweise wenig Leistung kann die Prognose und Hochrechnung bereits signifikant verschlechtern.	7, 10, 11, 12	Artikel 45, 48
18	VNB-Netzmodell	VNB mit Anschluss an das HöS-Netz	Die VNB-Netzmodelle sind (D-2) 15:15h, (D-1) 16:30h und anschließend fortlaufend aktualisiert zu übermitteln. Netzmodelle müssen für alle zukünftigen Stunden des Zieltages übermittelt werden. Die von den VNB angeforderten Planungsdaten ergeben sich aus dem CGMES-Format, für das die ÜNB einen Implementierungsleitfaden zum GLDPM-Prozess erstellt haben. Die VNB-Netzmodelle enthalten u. a. die Einspeisungen und Entnahmen der detailliert abgebildeten Anlagen, die Gesamteinspeisungen pro Energieträger, die Gesamtlast und Lastflussinformationen. Aufgrund des hohen Informationsgehalts können nahezu alle Vorschauprozesse der ÜNB damit gespeist und verbessert werden.	1, 2, 3, 4, 5, 7, 8, 10, 11	Artikel 45, 48

512

513 5.2.3 Echtzeitdaten (ausschließlich VNB-eigene Daten)

514 Die für die Netzbetreiber relevanten Echtzeitdaten sind nachfolgend aufgelistet. Grundlage für diese Zusammenstellung bildet der Artikel 44
 515 SO GL. Zusätzlich zu diesen Echtzeitdaten müssen Netzdatensätze im CGMES-Format zwischen den Netzbetreibern bilateral zyklisch
 516 ausgetauscht werden (sogenannte Snapshots), die den Ist -Zustand des Netzes für einen Zeitpunkt in der nahen Vergangenheit abbilden. Dadurch
 517 wird gewährleistet, dass trotz eines (störungsbedingten) Ausfalls der Echtzeitdatenübermittlung weiterhin verlässliche Informationen zum
 518 Netzzustand des benachbarten Netzes beim jeweiligen Netzbetreiber vorliegen.

519

Lfd. Nr	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
19	Ist-Topologie der Umspannwerke	Betriebsmittel der Observability Area	Hauptsächlich notwendig für die Ausfallvariantenrechnung und somit zur Sicherstellung des n-Kriteriums sowie zur Lastflussüberwachung im Fehlerfalle	1, 5, 8	Artikel 44 a
20	Messwerte der Betriebsmittel/Schaltfelder incl. Kupplungsfelder	Leitungen, Trafos, Schaltfelder der Observability Area	Wirkleistung, Blindleistung, Strom, Spannung, Frequenz. Hauptsächlich notwendig für die Ausfallvariantenrechnung und somit zur Sicherstellung des n-Kriteriums sowie zur Lastflussüberwachung im Fehlerfalle	1, 3, 5, 8	Artikel 44 b, c, d, f und g
21	Stufenschalterstellungen von Transformatoren	Transformatoren der Observability Area	Hauptsächlich notwendig für die Ausfallvariantenrechnung und somit zur Sicherstellung des n-Kriteriums sowie zur Lastflussüberwachung im Fehlerfalle. Wichtig für die Vorbereitung, Koordination von topologischen Entlastungsmassnahmen.	1, 3, 5, 8, 10	Artikel 44 e
22	sensitive energieträgerscharfe Aggregation der gemessenen und hochgerechneten Einspeisungen	SEE, SSE	Energieträgerscharfe Aggregationen beziehen sich auf Knotenpunkte/Randknoten der Observability Area oder Schnittstellen zum vorgelagerten Netzbetreiber. Ist die Bildung von energieträgerscharfen Aggregaten nicht möglich, können alternativ Einzeldaten vom EIV über den VNB an den vorgelagerten Netzbetreiber übermittelt werden, die diesen in die Lage versetzen, selbst hochzurechnen. Die genaue Ausgestaltung ist mit dem vorgelagerten Netzbetreiber bilateral abzustimmen. Die vollständige Bewertung der Einspeisung kann für die Lastbestimmung eines abgeschlossenen (VNB-) Gebietes gemäß Art 44 i genutzt werden. Wichtig zur Bewertung der regionalen Leistungsbilanz und Plausibilisierung der Lastflüsse. Dient auch der Vorbereitung, Koordinierung und Aufteilung von Entlastungsmassnahmen.	1, 6, 10	Artikel 44 h, i
23	energeträgerscharfe Anpassungspotentiale, Lastpotentiale	HöS/HS-Trafos (Schnittstelle ÜNB/VNB)	Anpassungspotentiale werden von den VNB je Schnittstelle zum HöS-Netz ermittelt und an den ÜNB übertragen. Je nach Ausprägung der Observability Area sind auch andere netzgruppen-/netzknottenspezifische Schnittstellen für die Bereitstellung der Anpassungspotentiale vorstellbar. Sind wichtig für die Einschätzung der Netzzustände sowie für Entlastungsmassnahmen	1, 10	Artikel 21

520

521 Der Austausch der Echtzeitdaten soll grundsätzlich über Leitstellenkopplung erfolgen. Ausnahmen bilden Prozessvariablen des VNB, die bereits
522 von der Stationsleittechnik des ÜNB aufgenommen werden bzw. im umgekehrten Verhältnis ebenso.
523 Snapshot:
524

Lfd. Nr	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
24	Snapshot-Netzmodell	VNB mit Anschluss an das HöS-Netz	Ist -Zustand des Netzes für einen gegebenen Zeitpunkt; zyklische Übermittlung im CGMES-Format; dient u.a. dazu, auch beim Wegfall der Echtzeitdaten noch eine verlässliche Informationen zum Netzzustand zu erhalten.	1, 5, 8	Artikel 44

525
526
527

528 **5.3 Erzeugung und Speicherung**

529 In diesem Abschnitt werden alle relevanten von Stromerzeugungseinheiten (SEE) und Stromspeichereinheiten (SSE) aufgeführt.

530 **5.3.1 Stammdaten**

531 Allgemeine Stammdaten für Erzeugungs- und Speichereinheiten sind für die kleinste Einheit ab einer installierten Leistung von 0,8 kW unabhängig
 532 von der Spannungsebene zu liefern. Es sei zudem angemerkt, dass in den folgenden Abschnitten jeweils die primäre Datenquelle für die
 533 Stammdaten genannt wird. In der Ausprägung der Prozesse und Formate nach Artikel 40 Absatz 7 kann jedoch ein abweichender Datenlieferant
 534 oder abweichende Datenquellen beschrieben werden.

535

536 In der nachfolgenden Tabelle werden die Stammdaten für Stromerzeugungs- und Stromspeichereinheiten beschrieben. Für alle Kategorien der
 537 SEE und SSE ergeben sich Unterschiede zu den bisher implementierten Stammdatenaustauschen. Für welche Einheiten die aufgelisteten
 538 Stammdaten zu liefern sind, ist aus der Spalte Objekte zu entnehmen.

539

Lfd. Nr	MaStR	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtl. Grundl.
25	*	Standort der SEE/SSE	SEE SSE	Unter dem Stammdatenum Standort der SEE/SSE sind Längen- und Breitengrade nach ETRS89 bzw. WGS84 oder UTM Koordinaten nach ETRS89 bzw. WGS84 zu verstehen. Diese Angabe ist für die netzknotenscharfe Prognoseerstellung, Hochrechnung und Bestimmung von Entlastungsmaßnahmen notwendig und bildet neben der netztechnischen, auch die genaue geografische Position der EE-SEE ab. Daher ist diese Information für die räumliche Anlagenverteilung eine unverzichtbare Größe. Des Weiteren dient diese Information der Zuordnung der Anlagen und damit der Lasten, Einspeisungen und Potentiale innerhalb des Netzmodells zur Bestimmung der Lastflüsse und Potentiale für Entlastungsmaßnahmen im Netz.	8, 9, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51

Lfd. Nr	MaStR	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtl. Grundl.
26	*	Netzanschlusspunkt	Groß-SEE Groß-SSE EE-SEE (≥ 10 MW)	(Technischer) Netzanschlusspunkt in Form des Umspannwerkes, über das die SEE/SSE an das öffentliche Netz angeschlossen ist. Diese Angabe dient der Zuordnung der Einheiten innerhalb des Netzmodells zur Bestimmung der Lastflüsse im Netz. Dadurch wird die eine Zuordnung der Potentiale innerhalb des Netzmodells für Entlastungsmaßnahmen im Netz möglich.	1, 8, 9	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
27	*	Regelzone	SEE SSE	Angabe zur Anschluss- Regelzone durch im europäischen Energiemarkt verwendeten Identifikator (EIC = Energy Identification Code) Diese Information dient der Zuordnung der Anlagen zum Verantwortungsbereich eines Übertragungsnetzbetreibers. Zudem ist dieses Datum Grundvoraussetzung für die Erstellung der Leistungsbilanz und zur Berechnung der gesamten installierten Leistung in den einzelnen Regelzonen/Deutschland.	1, 2, 5, 6, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
28		Anschlussnetzbetreiber	SEE SSE	Es ist die Marktpartner-ID des Anschlussnetzbetreibers (BDEW-Codenummer oder GS1) anzugeben. Das Datum dient zur eindeutigen Identifizierung des Anschlussnetzbetreibers. Das Mitführen bereits verwendeter und neuer Identifikatoren ist für einen qualitätsgesicherten Stammdatenhaltung über mehrere unterschiedliche Prozesse hinweg notwendig. Der Anschlussnetzbetreiber wird als zu Informierender bei Eingriffen an SEE/SSE in seinem Netz benötigt. Außerdem müssen Eingriffe in seinem Netz mit ihm abgestimmt werden, um Gefährdungen im Anschlussnetzbetreiber-Netz durch Redispatch zu vermeiden.	1, 2, 5, 6, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51

Lfd. Nr	MaStR	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtl. Grundl.
29	*	Energieträger	SEE SSE	<p>Es ist der überwiegend verwendete Energieträger zur Umwandlung in el. Energie anzugeben. Im Falle von Speichern ist die Angabe des Speichermediums erforderlich.</p> <p>Das Datum wird zur Erstellung von energieträgerscharfen Prognosen und Hochrechnungen nicht gemessener Erzeugung benötigt. Die Angabe erlaubt eine Einschätzung des individuellen und kollektiven Anlagenverhaltens (z.B. Gradienten, Mindestbetriebs- und -stillstandzeiten, o.Ä.). Zudem erhält man Kenntnis über die installierte Leistung je Energieträger. Ferner wird das Datum im Rahmen der Sicherstellung der Systembilanz benötigt und ist durch die Vorhersage der erzeugten Energie zur Wahrung der Systemsicherheit notwendig. Ebenso wird diese Information zur Sicherstellung der vorrangigen Einspeisung aus EEG- und KWKG-Anlagen im Prozess EnWG-Kaskade benötigt.</p>	1, 2, 5, 6, 10, 11,12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
30		Status (Netzreserve)	SEE SSE	<p>"Zusätzliche Stammdaten zum Einheitenstatus" siehe MaStR (Unterscheidung nach Energieträger/Technologien)</p> <p>Dieses Datum ist zur Ermittlung der zeitlichen Entwicklung der Leistungsbilanz für die Betrachtungen, die in die Zukunft gehen (vgl. Inbetriebnahmezeitpunkt, Notreserve,...) notwendig.</p>	6	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
31		Status (Sicherheitsbereitschaft)	SEE SSE	<p>"Zusätzliche Stammdaten zum Einheitenstatus" siehe MaStR (Unterscheidung nach Energieträger/Technologien)</p> <p>Dieses Datum ist zur Ermittlung der zeitlichen Entwicklung der Leistungsbilanz für die Betrachtungen, die in die Zukunft gehen (vgl. Inbetriebnahmezeitpunkt, Notreserve,...) notwendig.</p>	6	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
32	*	Spannungsebene	SEE SSE	<p>Es ist die Spannungsebene des Netzanschlusspunktes anzugeben, an die die SEE/SSE angeschlossen sind.</p> <p>Die Angabe der Spannungsebene dient der netztechnischen Lokation der Einheit.</p>	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51

Lfd. Nr	MaStR	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtl. Grundl.
33	*	erstmaliger Inbetriebnahmezeitpunkt	SEE SSE	<p>Der erstmalige Inbetriebnahmezeitpunkt ist der Zeitpunkt der erstmaligen Inbetriebsetzung der SEE/SSE nach Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft. Die technische Betriebsbereitschaft setzt voraus, dass die SEE/SSE fest an dem für den dauerhaften Betrieb vorgesehenen Ort und dauerhaft mit dem für Erzeugung oder Entnahme von Wechselstrom erforderlichen Zubehör installiert wurde. Sobald das Datum bekannt ist, ist dieses auch für die Zukunft zu melden.</p> <p>Der Inbetriebnahmezeitpunkt ist in Verbindung mit der physikalischen Einspeisung Grundvoraussetzung für EE-Prognose-, Hochrechnungserstellung und korrekte Ermittlung der installierten Leistung. Der ÜNB muss die gesamte installierte und verfügbare tatsächliche max. Erzeugungsleistung in seiner Regelzone kennen. Dies kann nur verlässlich über die Summation aller vorhandenen und verfügbaren Erzeugungsanlagen in seiner Regelzone geschehen. Daher ist die Kenntnis darüber notwendig, wann genau die Inbetriebnahme eines Kraftwerks erfolgt (ist) bzw. erfolgen wird und ab wann dessen Leistung zur Lastdeckung zur Verfügung stand oder stehen wird und damit die volle Leistung erst in der Zukunft vorhanden ist.. Dieses Datum ist notwendig für die Qualitätsprüfung (ab wann sind Datenmeldungen zu melden).</p>	1, 2, 6, 7, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51

Lfd. Nr	MaStR	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechl. Grundl.
34		kommerzieller Inbetriebnahmezeitpunkt	SEE SSE	<p>Die kommerzielle Inbetriebnahme ist der Zeitpunkt, ab dem die SEE/SSE nach marktwirtschaftlichen Gesichtspunkten betrieben wird. Ausgenommen davon sind Tests zur Inbetriebnahme. Bei Groß-SEE/SSE beschreibt die kommerzielle Inbetriebnahme das Datum, ab dem ein geregelter Leistungsbetrieb stattfindet. Sobald das Datum bekannt ist, ist dieses auch für die Zukunft zu melden.</p> <p>Der Inbetriebnahmezeitpunkt ist in Verbindung mit der physikalischen Einspeisung Grundvoraussetzung für EE-Prognose-, Hochrechnungserstellung und korrekte Ermittlung der installierten Leistung. Der ÜNB muss die gesamte installierte und verfügbare tatsächliche max. Erzeugungsleistung in seiner Regelzone kennen. Dies kann nur verlässlich über die Summation aller vorhandenen und verfügbaren Erzeugungsanlagen in seiner Regelzone geschehen. Daher ist die Kenntnis darüber notwendig, wann genau die Inbetriebnahme eines Kraftwerks erfolgt (ist) bzw. erfolgen wird und ab wann dessen Leistung zur Lastdeckung zur Verfügung stand oder stehen wird und damit die volle Leistung erst in der Zukunft vorhanden ist. Dieses Datum ist notwendig für die Qualitätsprüfung (ab wann sind Datenmeldungen zu melden).</p>	1, 2, 6, 7, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
35		Stilllegungszeitpunkt für vorläufige Stilllegung	SEE SSE	<p>Die vorläufige Stilllegung bezeichnet die Beendigung des Betriebes nach marktwirtschaftlichen Gesichtspunkten, ohne dass die technische Betriebsbereitschaft beendet wird. Ein Stilllegungszeitpunkt ist zu melden, sobald dieser dem Anlagenbetreiber bekannt ist.</p> <p>Diese Information ermöglicht analog dem Inbetriebnahmezeitpunkt die korrekte Ermittlung der gesamten installierten und verfügbaren Leistung als Eingangsgröße für EE-Prognose- und Hochrechnung, Verbrauchserfassung und -prognose und Sicherstellung der Systembilanz. Zudem ist die Information zur Qualitätsprüfung (bis wann sind Datenmeldungen erforderlich) notwendig.</p>	1, 2, 6, 7, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51

Lfd. Nr	MaStR	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechl. Grundl.
36	*	Stilllegungszeitpunkt für endgültige Stilllegung	SEE SSE	Endgültige Stilllegung ist die dauerhafte Ausserbetriebsetzung der SEE/SSE nach Wegfall der technischen Betriebsbereitschaft. Ein Stilllegungszeitpunkt ist zu melden, sobald dieser dem Anlagenbetreiber bekannt ist. Diese Information ermöglicht analog dem Inbetriebnahmezeitpunkt die korrekte Ermittlung der gesamten installierten und verfügbaren Leistung als Eingangsgröße für EE-Prognose- und Hochrechnung, Verbrauchserfassung und -prognose und Sicherstellung der Systembilanz. Zudem ist die Information zur Qualitätsprüfung (bis wann sind Datenmeldungen erforderlich) notwendig.	1, 2, 6, 7, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
37	*	Nettonennleistung	SEE SSE	Anzugeben ist grundsätzlich die installierte Nettonennleistung je SEE/SSE. Diese Angabe entspricht der tatsächlichen höchsten elektrischen (Dauer-)Leistung unter Nennbedingungen, die der SEE/SSE zuzurechnen ist. In der Nettonennleistung ist die Verbrauchsleistung der Neben- und Hilfsanlagen der Stromerzeugungseinheit nicht enthalten. (z.B.: Wechselrichterverluste) Die Nettonennleistung wird bei Solaranlagen wie folgt ermittelt: Sie ist der kleinere Wert der Bruttoleistung (ML) und der zugeordneten Wechselrichterleistung (WRL) : $\text{Min}\{\text{WRL};\text{ML}\}$. Solange keine Wechselrichterleistung eingetragen wird, ist vorerst die Nettonennleistung gleich der Bruttoleistung. Die Ermittlung des unterlagerten Einspeise-/Verbrauchspotenzials dient als Grundlage zur Erstellung von energieträgerscharfen Hochrechnungen und Prognosen der maximal möglichen Erzeugung und führt damit auch auf den prognostizierbaren Kollektivverbrauch. Diese Information ist zudem zur Leistungsbilanzierung zum Zwecke der Sicherstellung der Systembilanz notwendig. Ebenso dient das Datum zur Qualitätsprüfung (gemeldete Potentiale und Planungsdaten) und zur Abschätzung möglicher Potentiale für Marktmodell WAPP (keine Planungsdaten verfügbar). Des Weiteren dient das Datum zur Bildung des statischen Aufteilungsschlüssels zur diskriminierungsfreien Anweisung einer Anpassung (Last/Erzeugung - Systembilanz).	1, 2, 6, 7, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51

Lfd. Nr	MaStR	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtl. Grundl.
38	*	Nettoengpassleistung	SEE, SSE	Die Nettoengpassleistung stellt die diejenige Leistung dar, die durch das leistungsbegrenzende Element der Einheit vorgegeben wird und zeigt somit auf, welche Leistung maximal netzwirksam sein kann. Diese ist wie im MaStR beschrieben (siehe Stromerzeugungslokation) anzugeben. Das Datum dient der Ermittlung des unterlagerten Einspeise-/Verbrauchspotenzials und somit als Grundlage zur Erstellung von energieträgerscharfen Hochrechnungen und Prognosen und führt damit auch auf den prognostizierbaren Kollektivverbrauch. Notwendig zur Leistungsbilanzierung zum Zwecke der Sicherstellung der Systembilanz.	6	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
39	*	Bruttoleistung	SEE, SSE	Diese entspricht den an den Klemmen des Generators abgegebene elektrische Leistung. Diese ist wie im MaStR beschrieben anzugeben. Für PV-SEE: Die Bruttoleistung entspricht der Summe der Gleichstromleistungen der verbauten Module nach Herstellerangabe = Modulleistung (ML) Das Datum dient der Ermittlung des unterlagerten Einspeise-/Verbrauchspotenzials und somit als Grundlage zur Erstellung von energieträgerscharfen Hochrechnungen und Prognosen und führt damit auch auf den prognostizierbaren Kollektivverbrauch. Notwendig zur Leistungsbilanzierung zum Zwecke der Sicherstellung der Systembilanz.	1, 2, 6, 7, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
40		Bilanzkreis	Groß-SEE, Groß-SSE, EE-SEE Wind ≥ 1 MW EE-SEE Solar ≥ 1 MW EE-SEE Biomasse ≥ 135 kW EE-SEE Laufwasser ≥ 10 MW EE-SEE Sonstige ET ≥ 10 MW	Angabe des EIC-Codes für den Bilanzkreis, dem die SEE/SSE zugeordnet ist. Die Angabe des Bilanzkreises ist für die korrekte Zuordnung von SEE/SSE zum Bilanzkreis als Grundlage für die Abwicklung von Entlastungsmaßnahmen nach EnWG §13(1) unverzichtbar. Ferner kann über die Zuordnung der SEE/SSE zum Bilanzkreis die Bilanzkreiszeitreihen für Erzeugung (FC_PROD) geprüft werden. Zudem ist das Datum für die bilanzielle Abwicklung von Redispatch (Fahrplananmeldung) notwendig.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51

Lfd. Nr	MaStR	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechl. Grundl.
41		Einsatzverantwortlicher	Groß-SEE, Groß-SSE, EE-SEE Wind ≥ 1 MW EE-SEE Solar ≥ 1 MW EE-SEE Biomasse ≥ 135 kW EE-SEE Laufwasser ≥ 10 MW EE-SEE Sonstige ET ≥ 10 MW	Angabe der BDEW-Marktpartner-ID für den Einsatzverantwortlichen, der für den Einsatz einer SEE/SSE und die Übermittlung ihrer Fahrpläne verantwortlich ist. Die Kenntnis des Einsatzverantwortlichen stellt sicher, dass Entlastungsmaßnahmen mit SEE/SSE abgewickelt werden können.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
42		kumulierte Wechselrichterleistung	EE-SEE Solar	Es ist die installierte Wechselrichterleistung kumuliert pro Netzanschlusspunkt anzugeben. Hier ist die Wechselrichterleistung (WRL) der SEE einzutragen. Bei Wechselrichtern, die von mehreren SEE genutzt werden, ist die Leistung anteilig nach Bruttoleistung zuzuordnen. Dieses Datum wird zur korrekten Hochrechnung und Prognose der Solareinspeisung für den Fall, dass der Wechselrichter das leistungsbegrenzende Element ist, benötigt. Zudem dient die Angabe des Datums zur Ermittlung eines Summen-Potentials für Entlastungsmaßnahmen (Leistung < Summe aller Erzeuger).	6, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
43		fahrbare Mindesterzeugungsleistung	Groß-SEE, Groß-SSE	Es ist die dauerhaft minimal elektrisch stabil erzeugbare Leistung einer SEE unter Normbedingungen anzugeben. Für Speicher ist die minimal elektrisch stabil erzeugbare Leistung unter Normbedingungen anzugeben. Dieses Datum dient der Beschreibung des fahrbaren Leistungsbandes für SEE/SSE, für die kein korrespondierendes Planungsdatum übermittelt wird. Es kann das Potentials für Maßnahmen nach §13 Abs. 2 EnWG ermittelt werden (Nichtbeachtung der RL-Vorhaltung). Zudem dient das Datum zur besseren Modellierung der großen SEE/SSE.	9, 10	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51

Lfd. Nr	MaStR	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechl. Grundl.
44	*	Schwarzstartfähigkeit	Groß-SEE, Groß-SSE	Möglichkeit, die SEE/SSE ohne Spannungsvorgabe aus dem Netz hochzufahren und mit entsprechender Lastanschaltung (Eigenbedarf, Fremdlast) zu betreiben. Diese Angabe dient zur Bestimmung des für Netzwiederaufbaumaßnahmen technisch grundsätzlich nutzbaren Anlagenpotenzials im Zusammenhang mit Entlastungsmaßnahmen.	10	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
45	*	Ausrichtung	EE-SEE Solar	Einheitliche Ausrichtung und Neigungswinkel: Die Ausrichtung bezeichnet die Himmelsrichtung, die Neigung bezeichnet den Winkel gegenüber der Horizontalen. Hauptausrichtung: Die Ausrichtung bezeichnet die Himmelsrichtung. (Angabe der Himmelsrichtung oder ob automatisch nachführbar) Neigungswinkel der Hauptausrichtung: Der Neigungswinkel bezeichnet den Winkel gegenüber der Horizontalen. Nebenausrichtung: Weitere Ausrichtung der Stromerzeugungseinheit neben der Hauptausrichtung Neigungswinkel der Nebenausrichtung: Neigungswinkel in Grad zur Horizontalen (der Nebenausrichtung) [analog zu den Angaben zur Ausrichtung des MaStR] In Verbindung mit der installierten Leistung und geographischen Lage erlaubt die Kenntnis der Ausrichtung der PV-Anlage die Beschreibung der Einspeisecharakteristik und hat somit Einfluss auf die Qualität der Prognose und Hochrechnung.	1, 5, 7, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
46		Rotorheizung/Abtauautomatik	EE-SEE Solar, EE-SEE Wind	Angabe, ob eine SEE über eine Rotorheizung oder Abtauautomatik zur Beseitigung von Schnee- und Eisablagerungen verfügt. Da Schnee- und Eisablagerungen die Einspeisecharakteristik signifikant beeinflussen, kann die Information über das Vorhandensein von Rotorheizung / Abtauautomatik zur Fehlerminimierung für Prognosen und Hochrechnungen bei relevanten Wetterlagen dienen.	1, 2, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51

Lfd. Nr	MaStR	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechl. Grundl.
47		70%-Absenkung	EE-SEE Solar	Das Stammdatum 70%-Absenkung betrifft PV-Anlagen im Sinne des EEG, die nach § 9 Abs. 2 Nr. 2b EEG 2017 dauerhaft auf 70 % ihrer installierten Leistung gedrosselt sind. Die Kenntnis über dieses Datum wird benötigt, da die Information der installierten Leistung nur in Kombination mit dem Stammdatum "70%-Absenkung" eine korrekte Berücksichtigung der betroffenen Anlagen und deren folglich installierte Leistung in der Prognose/Hochrechnung der Einspeisung zulässt.	1, 2, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
48		Auflagen zu Abschaltungen bzw. Leistungsbegrenzungen	EE-SEE Wind	Hier ist anzugeben, ob zum Beispiel im Rahmen der Genehmigung Auflagen für den Betrieb der Anlage gemacht wurden (nächtliche Leistungsbegrenzung, Rücksicht auf Zugvögel oder Fledermäuse etc.). Im Rahmen der Konsultation sind hier noch weitere Anforderungen, Detaillierungen oder Präzisierungen zu erwarten.	11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
49		Nachtabschaltung	EE-SEE Wind	Hier ist anzugeben, welche konkreten zeitlichen und leistungsmäßigen Einschränkungen mit einer behördlichen oder gesetzlichen Auflage verbunden sind.	11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
50		Anlagentyp	EE-SEE Solar, EE-SEE Wind	Es ist die Bezeichnung des Anlagentyps gemäß Hersteller (Solar: Modultyp; Wind: Anlagentyp) anzugeben. Diese zusätzliche Informationen zur verbauten Anlage dient zur genaueren Bestimmung der Einspeisecharakteristik gleicher Einheiten und trägt somit zu einer Verbesserung der Prognose und Hochrechnung bei. Ebenso erhält man wichtige Informationen zum Anlagenverhalten z.B. beim Wiederanfahren nach Sturmabschaltung.	1, 2, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
51	*	Nabenhöhe	EE-SEE Wind	Es ist die Nabenhöhe der Windkraftanlage anzugeben. Diese zusätzliche Informationen zur verbauten Anlage dient zur genaueren Bestimmung der Einspeisecharakteristik und trägt somit zu einer Verbesserung der Prognose und Hochrechnung bei.	1, 2, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51

Lfd. Nr	MaStR	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtl. Grundl.
52		Eigenverbrauch - Haushalt	EE-SEE	Angabe, ob einer EE-SEE ein Verbraucher in Form eines Haushalts zugeordnet ist, der bilanziell mit der Erzeugung verrechnet wird. Dieses Datum wird zur Abschätzung des Eigenverbrauchspotentials und damit der residualen Einspeisung der EE-SEE benötigt, da der Eigenverbrauch zu einem atypischen Einspeiseverhalten führt und in der Folge die Qualität der Prognose und Hochrechnung beeinflusst.	1, 2, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
53		Eigenverbrauch - elektrische Warmwasserbereitung/Speicherheizung	EE-SEE	Angabe, ob einer EE-SEE ein Verbraucher zugeordnet ist, der bilanziell mit der Erzeugung verrechnet wird. Dieses Datum wird zur Abschätzung des Eigenverbrauchspotentials und damit der residualen Einspeisung der EE-SEE benötigt, da der Eigenverbrauch zu einem atypischen Einspeiseverhalten führt und in der Folge die Qualität der Prognose und Hochrechnung beeinflusst.	1, 2, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
54		Eigenverbrauch - Elektromobilität	EE-SEE	Angabe, ob einer EE-SEE ein Verbraucher zugeordnet ist, der bilanziell mit der Erzeugung verrechnet wird. Dieses Datum wird zur Abschätzung des Eigenverbrauchspotentials und damit der residualen Einspeisung der EE-SEE benötigt, da der Eigenverbrauch zu einem atypischen Einspeiseverhalten führt und in der Folge die Qualität der Prognose und Hochrechnung beeinflusst.	1, 2, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
55		Eigenverbrauch - Wärmepumpe	EE-SEE	Angabe, ob einer EE-SEE ein Verbraucher zugeordnet ist, der bilanziell mit der Erzeugung verrechnet wird. Dieses Datum wird zur Abschätzung des Eigenverbrauchspotentials und damit der residualen Einspeisung der EE-SEE benötigt, da der Eigenverbrauch zu einem atypischen Einspeiseverhalten führt und in der Folge die Qualität der Prognose und Hochrechnung beeinflusst.	1, 2, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51

Lfd. Nr	MaStR	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechl. Grundl.
56		Zuordnung eines Speichers	EE-SEE	Angabe, ob eine EE-SEE über einen zugeordneten SSE verfügt, der die EE-SEE-Leistung (teilweise) aufnehmen kann. Dieses Datum wird zur Abschätzung der residualen Einspeisung benötigt, da die Zuordnung eines Speichers zu einem atypischen Einspeiseverhalten führt und in der Folge die Qualität der Prognose und Hochrechnung beeinflusst. Zudem wird das Datum zur Ermittlung von Potentialen für Entlastungsmaßnahmen benötigt.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
57	*	Nutzbarer Energiegehalt des Speichers	SSE	Es ist der nutzbare Energiegehalt (Energieabgabe) eines SSE anzugeben. Dieses Datum wird zur Abschätzung der residualen Einspeisung benötigt, da der nutzbare Energiegehalt eines Speichers zu einem atypischen Einspeiseverhalten führt und in der Folge die Qualität der Prognose und Hochrechnung beeinflusst. Zudem wird das Datum zur Ermittlung von Potentialen für Entlastungsmaßnahmen benötigt.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
58		Wirkungsgrad des Speichers	SSE	Es ist der Wirkungsgrad der SSE anzugeben. Dieses Datum wird zur Abschätzung der residualen Einspeisung benötigt, da der ein Speichers zu einem atypischen Einspeiseverhalten führt und in der Folge die Qualität der Prognose und Hochrechnung beeinflusst.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
59	*	maximale Leistung des Speichers	SSE	Es ist die maximale Leistung, die die SSE einspeichern und ausspeichern kann, anzugeben. Falls es sich dabei um abweichende Werte handelt, so sind diese separat anzugeben. Dieses Datum wird zur Abschätzung der residualen Einspeisung benötigt, da der ein Speichers zu einem atypischen Einspeiseverhalten führt und in der Folge die Qualität der Prognose und Hochrechnung beeinflusst. Zudem wird das Datum zur Ermittlung von Potentialen und Randbedingungen wie Gradienten/Rampen für Entlastungsmaßnahmen benötigt.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51

Lfd. Nr	MaStR	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtl. Grundl.
60		Direktvermarktungsanteil	EE-SEE	Es ist der Anteil der installierten SEE-Leistung in der Vermarktungsform "Direktvermarktung" anzugeben. Mit Hilfe dieser Information kann der Einfluss der Vermarktungsform bei der Prognose- und Hochrechnungserstellung durch die Unterscheidung von marktabhängigem und dargebotsabhängigem Einspeiseverhalten berücksichtigt werden. Zudem kann das EE-Absenpotential in der Einspeisevergütung abgeschätzt werden. Ferner dient das Datum zur Verbesserung der Genauigkeit des dyn. Aufteilungsschlüssels durch eine verbesserte Hochrechnung/Prognose.	1, 2, 10, 11, 12	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
61	*	kontinuierliche Regelbarkeit im Pumpbetrieb	Groß-SSE	Sofern es sich bei der SSE um eine Pumpspeichereinrichtung handelt: die kontinuierliche Regelbarkeit bezeichnet die technische Eigenschaft einer stufenarmen Veränderlichkeit der elektrischen Leistungsaufnahme eines Pumpspeichermaschinensatzes im Pumpbetrieb. Dieses Datum ist nur für regelbare Pumpen relevant. Die Übermittlung der Angabe wird benötigt, um den Umfang und die Granularität von Entlastungsmaßnahmen an einer Anlage bezogen auf diesen Betriebszustand beurteilen zu können.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
62		Mindestbetriebszeit	Groß-SEE Groß-SSE	Darunter ist der typische Zeitraum zu verstehen, innerhalb dessen die SEE/SSE nach erfolgtem Start mindestens Leistung in das Netz einspeisen muss. Das Datum wird zur Planung des zeitlichen Einsatzes einer SEE/SSE für Entlastungsmaßnahmen unter Einbeziehung erzeugungsdynamischer Randbedingungen bzw. Einschränkungen benötigt.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
63		Mindeststillstandszeit	Groß-SEE Groß-SSE	Darunter ist der typische Zeitraum zu verstehen, während dessen die SEE/SSE nach erfolgter Netztrennung nicht zum Wiederanfahren zur Verfügung steht. Das Datum wird zur Beurteilung der zeitlichen Bedingungen einer Wiederanfahrt einer SEE/SSE benötigt.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51

Lfd. Nr	MaStR	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechl. Grundl.
64		Anfahrtszeit vom Kommando bis zur Synchronisation aus Zustand kalt	Groß-SEE Groß-SSE	Darunter ist der typische Zeitraum vom Kommando zum Anfahren der SEE/SSE bis zum Zeitpunkt des Beginns der Leistungseinspeisung in das Netz zu verstehen. Dieses gilt für einen Stillstand der SEE/SSE vor Anfahrt von größer als 48h. Dieses Datum wird zur Planung der zeitlichen Einsatzverfügbarkeit von Entlastungsmaßnahmen an einer SEE/SSE anhand der anlagentechnischen Randbedingungen benötigt.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
65		Anfahrtszeit vom Kommando bis zur Synchronisation aus Zustand warm	Groß-SEE Groß-SSE	Darunter ist der typische Zeitraum vom Kommando zum Anfahren der SEE/SSE bis zum Zeitpunkt des Beginns der Leistungseinspeisung in das Netz zu verstehen. Dieses gilt für einen Stillstand der SEE/SSE vor Anfahrt von kleiner als 48h. Dieses Datum wird zur Planung der zeitlichen Einsatzverfügbarkeit von Entlastungsmaßnahmen an einer SEE/SSE anhand der anlagentechnischen Randbedingungen benötigt.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
66		Hochfahrzeit vom Kommando bis zur Synchronisation aus Zustand kalt	Groß-SEE Groß-SSE	Darunter ist der typische Zeitraum beginnend mit der Netzsynchronisation bis zum Erreichen der Mindestleistung der SEE/SSE zu verstehen. Dieses gilt für einen Stillstand der SEE/SSE vor Anfahrt von größer als 48h. Dieses Datum wird zur Planung des zeitlichen Einsatzes von Entlastungsmaßnahmen an einer SEE/SSE anhand der anlagentechnischen Randbedingungen benötigt.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
67		Hochfahrzeit vom Kommando bis zur Synchronisation aus Zustand warm	Groß-SEE Groß-SSE	Darunter ist der typische Zeitraum beginnend mit der Netzsynchronisation bis zum Erreichen der Mindestleistung der SEE/SSE zu verstehen. Dieses gilt für einen Stillstand der SEE/SSE vor Anfahrt von kleiner als 48h. Dieses Datum wird zur Planung des zeitlichen Einsatzes von Entlastungsmaßnahmen an einer NVR anhand der anlagentechnischen Randbedingungen benötigt.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51

Lfd. Nr	MaStR	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechl. Grundl.
68		Abfahrzeit ausgehend von der Mindesterzeugungsleistung bis zur Netztrennung	Groß-SEE Groß-SSE	Darunter ist der typische Zeitraum, innerhalb dessen ausgehend von der Mindestwirkleistungseinspeisung eine Netztrennung erreicht wird, zu verstehen. Dieses Datum wird zur Planung des zeitlichen Einsatzes von Entlastungsmaßnahmen an einer SEE/SSE anhand der anlagentechnischen Randbedingungen benötigt.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
69		positiver Leistungsgradient	Groß-SEE Groß-SSE	Darunter ist die durchschnittliche Leistungsänderungsgeschwindigkeit innerhalb des Leistungsbereiches zwischen Mindesterzeugungsleistung und Nennleistung bei Leistungserhöhung, abgeleitet aus der Zeitdauer der Leistungsänderung zwischen Mindesterzeugungsleistung und Nennleistung, zu verstehen. Dieses Datum wird zur Planung des zeitlichen Einsatzes von Entlastungsmaßnahmen an einer SEE/SSE anhand der anlagentechnischen Randbedingungen benötigt.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
70		negativer Leistungsgradient	Groß-SEE Groß-SSE	Darunter ist die durchschnittliche Leistungsänderungsgeschwindigkeit bei Leistungsreduzierung, abgeleitet aus der Zeitdauer der Leistungsänderung zwischen Nennleistung und Mindesterzeugungsleistung, zu verstehen. Dieses Datum wird zur Planung des zeitlichen Einsatzes von Entlastungsmaßnahmen an einer SEE/SSE anhand der anlagentechnischen Randbedingungen benötigt.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
71		Generatordaten (dyn. Daten)	SEE SSE	Es sind Generatordaten (z.B. el. Parameter) für SEE und SSE, die in der Observability Area angeschlossen sind, auszutauschen. Die Angabe dieser Stammdaten dient zur besseren Modellierung der SEE/SSE im Netzmodell und zur Ermittlung der dyn. Stabilität.	9	Artikel 45 Artikel 48 in Kombination mit Artikel 38 Abs. 1, Artikel 41 Abs. 4a
72		Transformatordaten (dyn. Daten)	SEE SSE	Es sind Transformatordaten (z.B. el. Parameter) für SEE und SSE, die in der Observability Area angeschlossen sind, auszutauschen. Die Angabe dieser Stammdaten dient zur besseren Modellierung der SEE/SSE im Netzmodell und zur Ermittlung der dyn. Stabilität.	9	Artikel 45 Artikel 48 in Kombination mit Artikel 38 Abs. 1, Artikel 41 Abs. 1c

Lfd. Nr	MaStR	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtl. Grundl.
73		Turbinendaten (dyn. Daten)	SEE SSE	Es sind Turbinendaten (z.B. el. Parameter) für SEE und SSE, die in der Observability Area angeschlossen sind, auszutauschen. Die Angabe dieser Stammdaten dient zur besseren Modellierung der SEE/SSE im Netzmodell und zur Ermittlung der dyn. Stabilität.	9	Artikel 45 in Kombination mit Artikel 38 Abs. 1
74		Reglerdaten (dyn. Daten)	SEE SSE	Es sind Reglerdaten (z.B. el. Parameter) für SEE und SSE, die in der Observability Area angeschlossen sind, auszutauschen. Die Angabe dieser Stammdaten dient zur besseren Modellierung der SEE/SSE im Netzmodell und zur Ermittlung der dyn. Stabilität.	9	Artikel 45 Artikel 48 in Kombination mit Artikel 38 Abs. 1, Artikel 41 Abs. 4b
75	*	Messlokations-Identifikationsnummer	SEE SSE	Es ist die ID der Messlokation der SEE/SSE anzugeben. Eine Messlokation ist eine Lokation, an der Energie gemessen wird und die alle technischen Einrichtungen beinhaltet, die zur Ermittlung und ggf. Übermittlung der Messwerte erforderlich sind. Die Messlokation ist ein gängiger Identifikator in der deutschen nationalen Marktkommunikation. Diese Information ermöglicht die Zurodnung der gemeldeten SEE/SSE zu den im MaBiS-Prozess übermittelten Einspeisezeitreihen.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51
76		Marktklokations-Identifikationsnummer	SEE SSE	Es ist die ID der Marktklokation der SEE/SSE anzugeben. In einer Marktklokation wird Energie entweder erzeugt oder verbraucht. Die Marktklokation ist mit mindestens einer Leitung mit einem Netz verbunden. Die Marktklokation ist ein gängiger Identifikator in der deutschen nationalen Marktkommunikation. Diese Information ermöglicht die Zuordnung der gemeldeten SEE/SSE zu den im MaBiS-Prozess übermittelten Einspeisezeitreihen.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	Artikel 45 Artikel 48 Artikel 51

541 **5.3.2 Planungsdaten**

542 Da unter Groß-SEE und Groß-SSE künftig alle Erzeugungseinheiten ab einer Leistung von 10 MW erfasst werden, werden nun auch die nicht
 543 hauptsächlich stromgeführten Anlagen unabhängig von der Spannungsebene in den Datenaustausch einbezogen. Diese werden wie alle anderen
 544 Anlagen ab 10 MW behandelt und sind fortan zur Planungsdatenlieferung verpflichtet.

545 Zudem werden für diese Einheiten die beiden neuen Zeitreihen „positiver Redispatchabruf“ und „negativer Redispatchabruf“ eingeführt, die eine
 546 explizite Abbildung von Redispatch-Maßnahmen auf der jeweiligen Einheit ermöglichen.

547
 548 Mit der SO GL werden erstmalig Planungsdaten von Windenergieanlagen und Solaranlagen erfasst. Die ÜNB hatten zunächst erwogen, die
 549 direktvermarkteten EE-SEE vollständig in den Planungsdatenaustausch einzubeziehen; von diesen also nicht nur Nichtbeanspruchbarkeiten,
 550 sondern auch vortägige Meldungen der geplanten Einspeisezeitreihen anzufordern. Im Verlauf der Diskussionen mit den betreffenden
 551 Marktparteien wurden zu diesem Vorgehen Bedenken geäußert. Diese umfassten insbesondere Aspekte der Datengranularität sowie der großen
 552 Unsicherheiten. Im Resultat können die ÜNB diese Bedenken in Teilen nachvollziehen; dennoch gibt es EE-Anlagen, bei denen es aufgrund der
 553 hohen installierten Leistung unabdingbar ist, weitere Informationen zu erhalten. Hierbei haben die ÜNB insbesondere die Windparks mit direktem
 554 Anschluss an das Höchstspannungsnetz im Fokus. Da die entsprechenden Unternehmen zudem professionell aufgestellt sind und bereits heute in
 555 Teilen den KWEP-Prozess mit den ÜNB durchführen, sehen die ÜNB keine relevanten technischen Hürden.

556
 557 Im Ergebnis beabsichtigen die ÜNB, EE-SEE mit einem direkten Anschluss am Übertragungsnetz in den Planungsdatenaustausch gemäß ERRP-
 558 Prozess zu verpflichten. Zudem soll ab einer Nettonennleistung von 1 MW die Meldung von Nichtbeanspruchbarkeiten erfolgen. Für
 559 Biomasseanlagen gilt ein Schwellenwert von 135 kW.

560

Lfd. Nr	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
77	Einspeisung (PROD)	Groß-SEE Groß-SSE EE-SEE mit direktem Anschluss am Höchstspannungsnetz	Der Wert Produktion ist die Netzeinspeiseleistung an Wirkleistung am Netzanschlusspunkt einer SEE oder SSE. Außer bei An- und Abfahrtrampen gilt $PROD_{min} \leq PROD \leq PROD_{max}$. Die Einspeisung beschreibt die Höhe der geplanten elektrischen Wirkleistungseinspeisung und stellt für zahlreiche Vorschauprozesse eine wesentliche Eingangsgröße dar.	2, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11	Artikel 46 Absatz 1 Buchstabe a Artikel 49

Lfd. Nr	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
78	minimale Einspeisung (PROD_min)	Groß-SEE Groß-SSE EE-SEE mit direktem Anschluss am Höchstspannungsnetz	Die Mindestleistung (Produktion) einer SEE oder SSE ist die minimal elektrisch stabil erzeugbare Leistung (untere Leistungsgrenze). Dieser Wert wird als Mindestleistung für den jeweiligen Zeitraum übermittelt. Eine weitere Absenkung dieser Leistung ist in der Regel nur über technische Sondermaßnahmen möglich und führt zu instabileren Betriebsregimen, die nicht im Fokus der Übermittlung von Planungsdaten stehen.	2, 3, 4, 5, 10	Artikel 46 Artikel 49
79	maximale Einspeisung (PROD_max)	Groß-SEE Groß-SSE EE-SEE mit direktem Anschluss am Höchstspannungsnetz	Die beanspruchbare elektrische Leistung (Obere Leistungsgrenze / Produktion) entspricht der Differenz aus Nettonennleistung und nicht beanspruchbarer Leistung. Dieser Wert wird als maximal mögliche Einspeiseleistung der SEE für den jeweiligen Zeitraum übermittelt. Dieser Maximalwert wird durch anlagen- oder betriebsmittelbedingte Parameter (z.B. Wartungsmaßnahmen, Fernwärmeauskopplung) oder äußere Einflüsse (z.B. Netzrestriktionen) begrenzt. Unter bestimmten Bedingungen kann PROD_max etwas größer als die Nettonennleistung sein.	1, 2, 3, ,4, 5, 7, 10,11,12	Artikel 46 Artikel 49
80	Entnahme (VERB)	Groß-SSE	Der Wert Verbrauch ist die Netzentnahmeleistung an Wirkleistung am Netzanschlusspunkt einer SSE (z. B. im Pumpbetrieb von Pumpspeicherkraftwerken). Im Gegensatz zu PROD sind Betriebs- und Eigenbedarf wie bspw. Netzverluste bis zum Einspeisepunkt in VERB enthalten. Außer bei An- und Abfahrtrampen gilt $VERB_{min} \leq VERB \leq VERB_{max}$. Die Entnahme beschreibt die Höhe der geplanten elektrischen Wirkleistungsentnahme und stellt für zahlreiche Vorschauprozesse wie insbesondere D2CF, DACF, IDCF, Kapazitätsberechnung eine wesentliche Eingangsgröße dar.	2, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11	Planungsdaten: Artikel 46 Absatz 1 Buchstabe a,
81	minimale Entnahme (VERB_min)	Groß-SSE	Für die Aufnahme von Energie, z. B. im Pumpbetrieb von Pumpspeicherkraftwerken, wird der für den Generatorbetrieb definierte Begriff PROD_min in Analogie auch für die Bezugsrichtung verwendet (untere Leistungsgrenze). Im Gegensatz zu PROD_min sind Betriebs- und Eigenbedarf, wie bspw. Netzverluste bis zum Einspeisepunkt in der VERB_min enthalten. Für nichtregelbare Pumpen gilt, dass VERB_min betragsmäßig der Größe VERB_max entspricht.	2, 3, 4, 5, 10	Artikel 46 Artikel 49
82	maximale Entnahme (VERB_max)	Groß-SSE	Für die Aufnahme von Energie, z. B. im Pumpbetrieb von Pumpspeicherkraftwerken, wird der für den Generatorbetrieb definierte Begriff PROD_max in Analogie auch für die Bezugsrichtung verwendet (obere Leistungsgrenze). Im Gegensatz zu PROD_max sind Betriebs- und Eigenbedarf wie bspw. Netzverluste bis zum Einspeisepunkt in der VERB_max enthalten. Die beanspruchbare Leistung (Verbrauch) entspricht bei Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken der Nettonennleistung (Verbrauch) der Pumpe, sofern die Pumpe beanspruchbar ist.	1, 2, 3, 7, 10, 11, 12	Artikel 46 Artikel 49

Lfd. Nr	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
83	Positives Redispatchpotenzial (+RDV)	Groß-SEE Groß-SSE	Das positive Redispatchvermögen entspricht der aktivierbaren freien, nicht anderweitig gebundenen Leistung einer SEE, SSE oder SVE in positiver Richtung. Bei einem Redispatchabruf sind PROD, +RDV und –RDV anzupassen. Während der An- und Abfahrtrampen sind +RDV und –RDV entsprechend anzupassen. Das Redispatchpotenzial beschreibt dem ÜNB, wieviel Leistung im Rahmen von Netzengpassmaßnahmen zur Verfügung stehen. Auf Basis dieser Größe können nationale oder multilaterale Redispatchmaßnahmen geplant und abgerufen werden.	1, 2, 4, 5, 8, 10	Artikel 46 Artikel 49
84	Negatives Redispatchpotenzial (-RDV)	Groß-SEE Groß-SSE	Das negative Redispatchvermögen entspricht der aktivierbaren freien, nicht anderweitig gebundenen Leistung einer SEE, SSE oder SVE in negativer Richtung. Bei einem Redispatchabruf sind PROD, +RDV und –RDV anzupassen. Während der An- und Abfahrtrampen sind +RDV und –RDV entsprechend anzupassen. Das Redispatchpotenzial beschreibt dem ÜNB, wieviel Leistung im Rahmen von Netzengpassmaßnahmen zur Verfügung stehen. Auf Basis dieser Größe können nationale oder multilaterale Redispatchmaßnahmen geplant und abgerufen werden.	1, 2, 4, 5, 8, 10	Artikel 46 Artikel 49
85	Positive Primärregelleistung (+PRL)	Groß-SEE Groß-SSE EE-SEE mit direktem Anschluss am Höchstspannungsnetz	Leistungsvorhaltungen für positive und negative Primärregelleistung sind für die Erbringung von Primärregelleistung reservierte Leistungen. Abgerufene Primärregelleistung ändert nicht den Planungswert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und nicht planbar ist. Die gemeldeten Leistungsvorhaltungen müssen immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein. Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt dem ÜNB außerhalb der regulären Regelleistungsprozesse die lokale Vorhaltung von Regelleistung. Dieses Datum wird dazu genutzt vorgehaltene Regelleistung bei Netzengpassmaßnahmen gesondert zu berücksichtigen und auch um die Meldung von Redispatchpotenzialen zu plausibilisieren.	1, 2, 4, 5, 8, 10	Artikel 46 Artikel 49
86	Negative Primärregelleistung (-PRL)	Groß-SEE Groß-SSE EE-SEE mit direktem Anschluss am Höchstspannungsnetz	Leistungsvorhaltungen für positive und negative Primärregelleistung sind für die Erbringung von Primärregelleistung reservierte Leistungen. Abgerufene Primärregelleistung ändert nicht den Planungswert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und nicht planbar ist. Die gemeldeten Leistungsvorhaltungen müssen immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein. Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt dem ÜNB außerhalb der regulären Regelleistungsprozesse die lokale Vorhaltung von Regelleistung. Dieses Datum wird dazu genutzt, vorgehaltene Regelleistung bei Netzengpassmaßnahmen gesondert zu berücksichtigen und auch um die Meldung von Redispatchpotenzialen zu plausibilisieren.	1, 2, 4, 5, 8, 10	Artikel 46 Artikel 49

Lfd. Nr	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
87	Positive Sekundärregelleistung (+SRL)	Groß-SEE Groß-SSE EE-SEE mit direktem Anschluss am Höchstspannungsnetz	Leistungsvorhaltung für positive Sekundärregelleistung ist für die Erbringung von Sekundärregelleistung reservierte Leistung. Abgerufene Sekundärregelleistung ändert nicht den Wert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und nicht planbar ist. Die gemeldete Leistungsvorhaltung muss immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein. Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt dem ÜNB außerhalb der regulären Regelleistungsprozesse die lokale Vorhaltung von Regelleistung. Dieses Datum wird dazu genutzt vorgehaltene Regelleistung bei Netzengpassmaßnahmen gesondert zu berücksichtigen und auch um die Meldung von Redispatchpotenzialen zu plausibilisieren.	1, 2, 4, 5, 8, 10	Artikel 46 Artikel 49
88	Negative Sekundärregelleistung (-SRL)	Groß-SEE Groß-SSE EE-SEE mit direktem Anschluss am Höchstspannungsnetz	Leistungsvorhaltung für negative Sekundärregelleistung ist für die Erbringung von Sekundärregelleistung reservierte Leistung. Abgerufene Sekundärregelleistung ändert nicht den Wert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und nicht planbar ist. Die gemeldete Leistungsvorhaltung muss immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein. Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt dem ÜNB außerhalb der regulären Regelleistungsprozesse die lokale Vorhaltung von Regelleistung. Dieses Datum wird dazu genutzt vorgehaltene Regelleistung bei Netzengpassmaßnahmen gesondert zu berücksichtigen und auch um die Meldung von Redispatchpotenzialen zu plausibilisieren.	1, 2, 4, 5, 8, 10	Artikel 46 Artikel 49
89	Positive Minutenreserveleistung (+MRL)	Groß-SEE Groß-SSE EE-SEE mit direktem Anschluss am Höchstspannungsnetz	Leistungsvorhaltung für positive Minutenreserveleistung ist für die Erbringung von Minutenreserveleistung reservierte Leistung. Abgerufene Minutenreserveleistung ändert nicht den Wert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und in der Regel nicht planbar ist. Die gemeldete Leistungsvorhaltung muss immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein. Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt dem ÜNB außerhalb der regulären Regelleistungsprozesse die lokale Vorhaltung von Regelleistung. Dieses Datum wird dazu genutzt vorgehaltene Regelleistung bei Netzengpassmaßnahmen gesondert zu berücksichtigen und auch um die Meldung von Redispatchpotenzialen zu plausibilisieren.	1, 2, 4, 5, 8, 10	Artikel 46 Artikel 49
90	Negative Minutenreserveleistung (-MRL)	Groß-SEE Groß-SSE EE-SEE mit direktem Anschluss am Höchstspannungsnetz	Leistungsvorhaltung für negative Minutenreserveleistung ist für die Erbringung von Minutenreserveleistung reservierte Leistung. Abgerufene Minutenreserveleistung ändert nicht den Wert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und in der Regel nicht planbar ist. Die gemeldete Leistungsvorhaltung muss immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein. Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt dem ÜNB außerhalb der regulären Regelleistungsprozesse die lokale Vorhaltung von Regelleistung. Dieses Datum wird dazu genutzt vorgehaltene Regelleistung bei Netzengpassmaßnahmen gesondert zu berücksichtigen und auch um die Meldung von Redispatchpotenzialen zu plausibilisieren.	1, 2, 4, 5, 8, 10	Artikel 46 Artikel 49

Lfd. Nr	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
91	Positive Besicherungsleistung (+BES)	Groß-SEE Groß-SSE	Die positive Besicherungsleistung ist eine positive vorgehaltene Leistung zur Besicherung des Ausfalls von SEE und SSE für eigene Zwecke oder Dritte. Dazu zählen auch Besicherungsmaßnahmen für die Regelleistungsvorhaltung und die Wärmeauskopplung. Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt dem ÜNB die lokale Vorhaltung von Besicherungsleistung. Dieses Datum wird dazu genutzt vorgehaltene Besicherungsleistung bei Netzengpassmaßnahmen gesondert zu berücksichtigen und auch um die Meldung von Redispatchpotenzialen zu plausibilisieren.	1, 2, 4, 5, 8, 10	Artikel 46 Artikel 49
92	Negative Besicherungsleistung (-BES)	Groß-SEE Groß-SSE	Die negative Besicherungsleistung ist eine negative vorgehaltene Leistung zur Besicherung des Ausfalls von SEE und SSE für eigene Zwecke oder Dritte. Dazu zählen auch Besicherungsmaßnahmen für die Regelleistungsvorhaltung und die Wärmeauskopplung. Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt dem ÜNB die lokale Vorhaltung von Besicherungsleistung. Dieses Datum wird dazu genutzt vorgehaltene Besicherungsleistung bei Netzengpassmaßnahmen gesondert zu berücksichtigen und auch um die Meldung von Redispatchpotenzialen zu plausibilisieren.	1, 2, 4, 5, 8, 10	Artikel 46 Artikel 49
93	geplante Nichtbeanspruchbarkeit	Groß-SEE Groß-SSE EE-SEE Wind ≥ 1 MW EE-SEE Solar ≥ 1 MW EE-SEE Biomasse ≥ 135 kW EE-SEE Laufwasser ≥ 10 MW EE-SEE Sonstige ET ≥ 10 MW	Eine geplante Nichtbeanspruchbarkeit einer SEE, SSE oder SVE ist die Leistungseinschränkung, die bekannt ist, ohne dass diese zum Zeitpunkt des Bekanntwerdens die SEE, SSE oder SVE beeinträchtigt. Die geplante Nichtbeanspruchbarkeit kann vor der Wirkung an der SEE, SSE oder SVE an den ÜNB übermittelt werden. Die Bezugsebene der Informationsbereitstellung für die geplante Nichtbeanspruchbarkeit ist der Netzanschlusspunkt.	1, 2, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11, 12	Artikel 46 Artikel 49
94	ungeplante Nichtbeanspruchbarkeit	Groß-SEE Groß-SSE EE-SEE Wind ≥ 1 MW EE-SEE Solar ≥ 1 MW EE-SEE Biomasse ≥ 135 kW EE-SEE Laufwasser ≥ 10 MW EE-SEE Sonstige ET ≥ 10 MW	Eine ungeplante Nichtbeanspruchbarkeit einer SEE, SSE oder SVE ist die Leistungseinschränkung, welche in einer SEE, SSE oder SVE sofort zu einer Leistungseinschränkung führt, ohne dass diese beeinflusst werden kann. Diese ungeplante Nichtbeanspruchbarkeit wird somit erst nach ihrem Eintritt an den ÜNB übermittelt. Die Bezugsebene der Informationsbereitstellung für die ungeplante Nichtbeanspruchbarkeit ist der Netzanschlusspunkt.	1, 2, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11, 12	Artikel 46 Artikel 49

Lfd. Nr	Datum bzw. Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
95	Marktbasierte Abregelung (ABR)	EE-SEE mit direktem Anschluss am Höchstspannungsnetz	Geplante Leistungsreduzierung gegenüber unbeeinflusster Einspeisung durch marktbasierter Abregelung je SEE. Dieses Datum ist für die ÜNB von Relevanz, um im Rahmen der Vorschauprozesse eine Information darüber zu erlangen, wo im Netz eine zum Dargebot abweichende Einspeisung geschehen wird. Insbesondere in Zeiten von hoher EE-Einspeisung und negativen Marktpreisen kann von marktbasierter Abregelungen ausgegangen werden. Derzeit liegen keine Informationen darüber vor, welche Anlagen in diesen Fällen abgeregelt werden. Mit der Kenntnis über die Abregelungen kann die EE-Prognose signifikant verbessert werden und die daraus resultierenden Lastflüsse können in die Lastflussrechnungen integriert werden.	1, 2, 4, 5, 8, 10, 11, 12	Artikel 46 Artikel 49
96	Technisch verfügbare Leistung (PROD_verf)	EE-SEE mit direktem Anschluss am Höchstspannungsnetz	Die technisch verfügbare Leistung einer dargebotsabhängige professionell vermarktete SEE. Dies ist die installierte Leistung abzüglich der in Wartung/Revision befindlichen Leistung. Dies ist bei dargebotsabhängigen Anlagen i.d.R. ungleich PROD_max. Bei konventionellen Anlagen ist PROD_max = PROD_verf, daher war dieser Wert bisher nicht erforderlich.	1,2, 3, 6, 7, 8, 10, 11, 12	Artikel 46 Artikel 49
97	Positiver Redispatchabruf (+RDA)	Groß-SEE Groß-SSE	Der positive Redispatchabruf ist der durch den ÜNB angewiesene und geplante positive Redispatchabruf auf der jeweiligen SEE oder SVE. Der Redispatchabruf kann maximal den Wert des vorher gemeldeten Redispatchpotenzials betragen. Der Wert dient zur expliziten Meldung des Redispatchabrufs, welcher durch den ÜNB angewiesen ist. Falls kein blockscharfer Abruf durch den ÜNB erfolgt, geht aus dieser Meldung konkret hervor, welcher Block wieviel Redispatchleistung erbringt. Diese Information kann den Zeitreihen bisher nur implizit entnommen werden.	1, 2, 7, 10	Artikel 46 Artikel 49
98	Negativer Redispatchabruf (-RDA)	Groß-SEE Groß-SSE	Der negative Redispatchabruf ist der durch den ÜNB angewiesene und geplante negative Redispatchabruf auf der jeweiligen SEE oder SVE. Der Redispatchabruf kann maximal den Wert des vorher gemeldeten Redispatchpotenzials betragen. Der Wert dient zur expliziten Meldung des Redispatchabrufs, welcher durch den ÜNB angewiesen ist. Falls kein blockscharfer Abruf durch den ÜNB erfolgt, geht aus dieser Meldung konkret hervor, welcher Block wieviel Redispatchleistung erbringt. Diese Information kann den Zeitreihen bisher nur implizit entnommen werden.	1, 2, 7, 10	Artikel 46 Artikel 49

562 5.3.3 Echtzeitdaten

563 Die von den Netzbetreibern benötigten und in nachfolgender Liste aufgeführten Echtzeitdaten sind Anforderungen mit Bezugnahme auf die Artikel
 564 47, 50 und 51. Die Datenerfassung erfolgt in der Regel durch den Anschlussnetzbetreiber. Es bietet sich an, die hier beschriebenen Daten von
 565 Erzeugern, Speichern oder Großverbrauchern, die in den Spannungsebenen der Verteilernetze angeschlossen sind und erfasst werden sollen,
 566 über die informatorische Kaskade, z. B. über Leitstellenkopplungen, in Abstimmung mit den VNB an die ÜNB weiterzuleiten.

567

Lfd. Nr	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
99	Wirkleistung	SEE (Typen D, C, B \geq 1 MW) SSE (Typen D, C, B \geq 1 MW)	Konventionelle Anlagen: Einzelwerte je Erzeugungs-/Speichereinheit EE-Erzeugungseinheiten: Energieträgerscharfe Einzelwerte je Übergabestation, die einzelne EE-Erzeugungseinheiten messtechnisch zusammenfasst (z.B. Windpark). Im Falle von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung, deren Verbrauch über den Verbrauch von Eigenbedarfseinrichtungen hinausgeht, die Netto-Wirkleistung der NVR (z.B. GuD innerhalb eines Industrieparks). Die Erfassung der Wirkleistung in Echtzeit ist im Wesentlichen notwendig zur Überwachung und Bestimmung der Netzzustände, für die Ausfallvariantenrechnung zur Sicherstellung des n-Kriteriums, sowie für die Vorbereitung, Aktivierung und Koordination von Entlastungsmassnahmen	1, 5, 6, 7, 8, 10	Artikel 47 Absatz 1 Artikel 50 Absatz 1
100	Blindleistung	SEE (Typen D, C, B \geq 1 MW) SSE (Typen D, C, B \geq 1 MW)	Konventionelle Anlagen: Einzelwerte je Erzeugungs-/Speichereinheit EE-Erzeugungseinheiten: Energieträgerscharfe Einzelwerte je Übergabestation, die einzelne EE-Erzeugungseinheiten messtechnisch zusammenfasst. Im Falle von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung, deren Verbrauch über den Verbrauch von Eigenbedarfseinrichtungen hinausgeht, die Netto-Wirkleistung der SEE (z.B. GuD innerhalb eines Industrieparks). Die Erfassung der Blindleistung in Echtzeit ist im Wesentlichen notwendig zur Überwachung und Bestimmung der Netzzustände, für die Spannungsregelung und das Blindleistungsmanagement, Ausfallvariantenrechnung zur Sicherstellung des n-Kriteriums, sowie für die Vorbereitung, Aktivierung und Koordination von Entlastungsmassnahmen.	1, 3, 8, 10	Artikel 47, 50

Lfd. Nr	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
101	Statusmeldung über die Einbeziehung der Erzeugungs-/Speichereinheit in eine laufende Netzsicherheitsmaßnahme	SEE (Typen D, C, B \geq 1 MW) SSE (Typen D, C, B \geq 1 MW)	Statusmeldung über die Einbeziehung der Erzeugungs-/Speichereinheit in eine laufende Netzsicherheitsmaßnahme. Diese Statusmeldungen sind notwendig zur weiterführenden Vorbereitung, Aktivierung und Koordination von Entlastungsmaßnahmen	10	Artikel 51
102	Stellung der Leistungsschalter am Netzanschlusspunkt oder an einer sonstigen mit dem ÜNB vereinbarten Schnittstelle	SEE (Typen D, C, B \geq 1 MW) SSE (Typen D, C, B \geq 1 MW)	Zeigt an, ob die Anlage sich in Betrieb befindet und ist somit wichtig zur Zustandsestimation, für die Stabilitätsbewertung sowie zur Beantwortung der Frage, inwieweit die Anlage zu Entlastungsmaßnahmen herangezogen werden kann.	1, 4, 9, 10	Artikel 47, 50
103	Dargebotsleistung (P _{möglich})	EE-SEE (Typen D, C, B \geq 1 MW)	Verfügbare Leistung minus Leistungsanteil, der infolge fehlendem bzw. nicht ausreichend vorhandenem Primärenergieträgerangebot nicht erbracht werden kann (Bsp.: WP Pinst =10 MW; 0 MW nicht verfügbar; Wind reicht nur für 5 MW dann Dargebotsleistung = 5 MW) Die Dargebotsleistung ist notwendig zur Bewertung der regionalen Leistungsbilanz, indem sie einen Überblick über durchgeführte und mögliche Einsenkungsmaßnahmen ermöglicht. Insbesondere dient diese Größe zur Netzzustandsermittlung im unbeeinflussten Fall.	1, 6	Artikel 47, 51
104	Verfügbare Wirkleistung	EE-SEE (Typen D, C, B \geq 1 MW)	Installierte Leistung minus Leistungsreduktionen infolge von Wartungen, dauerhafter Netzrestriktionen, Umweltauflagen. Notwendig für die Hochrechnung und damit auch zur Unterstützung der Kurzfristprognose der energieträgerscharfen Einspeisung. Hochrechnungen und Prognosen sind wichtig zur Bewertung der regionalen Leistungsbilanz und damit auch zur Überwachung und Bestimmung der Netzzustände.	1, 6, 7	Artikel 47, 51
105	Verfügbare Blindleistung	EE-SEE (Typen D, C, B \geq 1 MW)	Notwendig für Spannungsregelung und Blindleistungsmanagement und damit limitierende Größe für die Ausfallvariantenrechnung	3, 8	Artikel 47, 51
106	Energieinhalt	Groß-SSE	Notwendig zur Approximation von gemeldeten Redispatchvermögen. Daneben wichtig im Rahmen des Netzwiederaufbaus	10	Artikel 47, 51

Lfd. Nr	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
107	marktbasierte Abregelung	Direktvermarktete EE-SEE (Typen D, C, B \geq 1 MW)	Leistung, die infolge von niedrigen Marktpreisen/Portfoliooptimierungen reduziert wird. Notwendig für die Hochrechnung und damit auch zur Unterstützung der Kurzfristprognose der energieträgerscharfen Einspeisung. Hochrechnungen und Prognosen sind wichtig zur Bewertung der regionalen Leistungsbilanz und damit auch zur Überwachung und Bestimmung der Netzzustände. Insbesondere dient diese Größe zur Netzzustandsermittlung im unbeeinflussten Fall.	1, 6, 7	Artikel 47, 51
108	Windgeschwindigkeit	Direktvermarktete EE-SEE (Typen D, C, B \geq 1 MW)	betrifft nur Windkraftanlagen, wenn bereits gemessen; Verbesserung der Hochrechnungs- und Prognosewerkzeuge	1, 6, 7	Artikel 51
109	Windrichtung	Direktvermarktete EE-SEE (Typen D, C, B \geq 1 MW)	betrifft nur Windkraftanlagen, wenn bereits gemessen; Verbesserung der Hochrechnungs- und Prognosewerkzeuge	1, 6, 7	Artikel 51
110	Temperatur	Direktvermarktete EE-SEE (Typen D, C, B \geq 1 MW)	wenn bereits gemessen	1, 6, 7	Artikel 51
111	Wellenhöhe bei Offshore	Direktvermarktete EE-SEE	betrifft nur Offshore-Windkraftanlagen, wenn bereits gemessen Verbesserung der Hochrechnungs- und Prognosewerkzeuge	1, 6, 7	Artikel 51
112	Luftdruck	Direktvermarktete EE-SEE (Typen D, C, B \geq 1 MW)	Wenn bereits gemessen	1, 6, 7	Artikel 51
113	Messungen der Globalstrahlung	Direktvermarktete EE-SEE (Typen D, C, B \geq 1 MW)	Für PV-Anlagen, wenn bereits gemessen Verbesserung der Hochrechnungs- und Prognosewerkzeuge	1, 6, 7	Artikel 51

568

569

570 5.3.4 Echtzeitdaten (Referenzanlagen)

571 Echtzeitdaten noch zu bestimmender zusätzlicher Referenzanlagen mit einer Nennleistung kleiner 1 MW werden nur dann erhoben, wenn
 572 Echtzeitdaten aus EE-SEE der Typen B, C, D (also ≥ 1 MW) für Hochrechnungen in Netzgebieten/Netzgruppen nicht bzw. nicht in ausreichendem
 573 Maße zur Verfügung stehen. Die Auswahl der Referenzanlagen erfolgt in Abstimmung mit den Verteilernetzbetreibern nach netz- und
 574 übertragungstechnischen Kriterien unter Beachtung einer ausreichend hohen Repräsentativität. Die Datenerfassung erfolgt durch den
 575 Anschlussnetzbetreiber. Es bietet es sich an, die Echtzeitdaten der Referenzanlagen über die informatorische Kaskade, z. B. über
 576 Leitstellenkopplungen, in Abstimmung mit den VNB an die ÜNB weiterzuleiten.

577

Lfd. Nr	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
114	Wirkleistung	EE-SEE des Typs A sowie des Typs B < 1 MW	Notwendig für die Hochrechnung und damit auch zur Unterstützung der Kurzfristprognose der energieträgerscharfen Einspeisung. Hochrechnungen und Prognosen sind wichtig zur Bewertung der regionalen Leistungsbilanz und in Verbindung damit auch zur Überwachung und Bestimmung der Netzzustände. Ist dann notwendig, wenn andere repräsentative Anlagen zur Hochrechnung nicht im ausreichendem Maß messtechnisch erfasst sind. Die unter Nutzung der Referenzanlagen berechnete Gesamtstromeinspeisung ist auch Basis für die Berechnung des Gesamtstromverbrauches	1, 6, 8, 10	Artikel 51
115	Blindleistung	EE-SEE des Typs A sowie des Typs B < 1 MW	nur von Referenzanlagen aus MS, jedoch nicht aus NS; ausschließlich wichtig für den netzführenden VNB.	1, 3, 10	Artikel 51
116	Statusinformationen	Referenzanlagen vom Typ EE-SEE	- Status zur vermarktungs- oder netzsicherheitsbedingten Absenkung (Ja/Nein); Technischer Status: Anlage fährt störungsfrei mit installierter Leistung (Ja) oder nicht (Nein); Kommunikationsstatus, Wert/Übertragung gestört (Ja/Nein) Wichtig zur Beurteilung der Frage, ob Anlage für Hochrechnung genutzt werden kann.	1, 6	Artikel 51

578

579

580

581 **5.4 Verbrauch**

582 **5.4.1 Stammdaten**

583 In der nachfolgenden Tabelle werden Stammdaten von Stromverbrauchseinheiten beschrieben. Für Stromverbrauchseinheiten sind über den
 584 GLDPM-Stammdatenaustausch hinaus zusätzliche Stammdaten vorgesehen.
 585

Lfd. Nr	MaStR	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
117	*	Standort der SEE/SSE bzw. SVE	Groß-SVE	Unter dem Stammdatenum Standort der SVE sind Längen- und Breitengrade nach ETRS89 bzw. WGS84 oder UTM Koordinaten nach ETRS89 bzw. WGS84, Diese Angabe ist für die netzknotenscharfe Prognoseerstellung, Hochrechnung und Bestimmung von Entlastungsmaßnahmen notwendig und bildet neben der netztechnischen, auch die genaue geografische Position ab. Daher ist diese Information für die räumliche Anlagenverteilung eine unverzichtbare Größe. Des Weiteren dient diese Information der Zuordnung der Anlagen und damit der Lasten, Einspeisungen und Potentiale innerhalb des Netzmodells zur Bestimmung der Lastflüsse und Potentiale für Entlastungsmaßnahmen im Netz.	8, 9, 11, 12	Artikel 52, 53
118	*	Netzanschlusspunkt	Groß-SVE	(Technischer) Netzanschlusspunkt in Form des Umspannwerkes, über das die SVE an das öffentliche Netz angeschlossen ist. Diese Angabe dient der Zuordnung der Einheiten innerhalb des Netzmodells zur Bestimmung der Lastflüsse im Netz. Dadurch wird die eine Zuordnung der Potentiale innerhalb des Netzmodells für Entlastungsmaßnahmen im Netz möglich.	1, 8, 9	Artikel 52, 53
119	*	Regelzone	Groß-SVE	Angabe zur Anschluss- Regelzone durch im europäischen Energiemarkt verwendeten Identifikator (EIC = Energy Identification Code). Diese Information dient der Zuordnung der Anlagen zum Verantwortungsbereich eines Übertragungsnetzbetreibers. Zudem ist dieses Datum Grundvoraussetzung für die Erstellung der Leistungsbilanz und zur Berechnung der gesamten installierten Leistung in den einzelnen Regelzonen/Deutschland.	1, 2, 5, 6, 10, 11, 12	Artikel 52, 53

Lfd. Nr	MaStR	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
120		Anschlussnetzbetreiber	Groß-SVE	Es ist die Marktpartner-ID des Anschlussnetzbetreibers (BDEW-Codenummer oder GS1) anzugeben. Das Datum dient zur eindeutigen Identifizierung des Anschlussnetzbetreibers. Das Mitführen bereits verwendeter und neuer Identifikatoren ist für eine qualitätsgesicherte Stammdatenhaltung über mehrere unterschiedliche Prozesse hinweg notwendig. Der Anschlussnetzbetreiber wird als zu Informierender bei Eingriffen an SVE in seinem Netz benötigt. Außerdem müssen Eingriffe in seinem Netz mit ihm abgestimmt werden, um Gefährdungen im Anschlussnetzbetreiber-Netz durch Redispatch zu vermeiden.	1, 2, 5, 6, 10, 11, 12	Artikel 52, 53
121	*	Spannungsebene	Groß-SVE	Es ist die Spannungsebene des Netzanschlusspunktes anzugeben, an die die SVE angeschlossen sind. Die Angabe der Spannungsebene dient der netztechnischen Lokation der Einheit.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12	Artikel 52, 53
122	*	erstmaliger Inbetriebnahmezeitpunkt	Groß-SVE	Der erstmalige Inbetriebnahmezeitpunkt ist der Zeitpunkt der erstmaligen Inbetriebsetzung der SVE nach Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft. Die technische Betriebsbereitschaft setzt voraus, dass die SVE fest an dem für den dauerhaften Betrieb vorgesehenen Ort und dauerhaft mit dem für Erzeugung oder Entnahme von Wechselstrom erforderlichen Zubehör installiert wurde. Sobald das Datum bekannt ist, ist dieses auch für die Zukunft zu melden. Die Kenntnis des Inbetriebnahmezeitpunktes bei SVE stellt sicher, dass die Auswirkungen der SVE auf den Netzbetrieb sowie die Verbrauchslast bekannt wird. Dieses Datum ist notwendig für die Qualitätsprüfung (ab wann sind Datenmeldungen zu erwarten).	1, 2, 6, 7, 10, 11, 12	Artikel 52, 53
123		kommerzieller Inbetriebnahmezeitpunkt	Groß-SVE	Die kommerzielle Inbetriebnahme ist der Zeitpunkt, ab dem die SVE nach marktwirtschaftlichen Gesichtspunkten betrieben wird. Ausgenommen davon sind Tests zur Inbetriebnahme. Bei Groß-SVE beschreibt die kommerzielle Inbetriebnahme das Datum, ab dem ein geregelter Leistungsbetrieb stattfindet. Sobald das Datum bekannt ist, ist dieses auch für die Zukunft zu melden. Die Kenntnis des Inbetriebnahmezeitpunktes bei SVE stellt sicher, dass die Auswirkungen der SVE auf den Netzbetrieb sowie die Verbrauchslast bekannt wird. Dieses Datum ist notwendig für die Qualitätsprüfung (ab wann sind Datenmeldungen zu erwarten).	1, 2, 6, 7, 10, 11, 12	Artikel 52, 53

Lfd. Nr	MaStR	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
124		Stilllegungszeitpunkt für vorläufige Stilllegung	Groß-SVE	Die vorläufige Stilllegung bezeichnet die Beendigung des Betriebes nach marktwirtschaftlichen Gesichtspunkten, ohne dass die technische Betriebsbereitschaft beendet wird. Ein Stilllegungszeitpunkt ist zu melden, sobald dieser dem Anlagenbetreiber bekannt ist. Diese Information ermöglicht analog dem Inbetriebnahmezeitpunkt die korrekte Ermittlung der gesamten installierten und verfügbaren Leistung als Eingangsgröße Verbrauchserfassung und -prognose und Sicherstellung der Systembilanz. Zudem ist die Information zur Qualitätsprüfung (bis wann sind Datenmeldungen erforderlich) notwendig.	1, 2, 6, 7, 10, 11, 12	Artikel 52, 53
125	*	Stilllegungszeitpunkt für endgültige Stilllegung	Groß-SVE	Endgültige Stilllegung ist die dauerhafte Ausserbetriebsetzung der SVE nach Wegfall der technischen Betriebsbereitschaft. Ein Stilllegungszeitpunkt ist zu melden, sobald dieser dem Anlagenbetreiber bekannt ist. Diese Information ermöglicht analog dem Inbetriebnahmezeitpunkt die korrekte Ermittlung der gesamten installierten und verfügbaren Leistung zur Verbrauchserfassung und -prognose und Sicherstellung der Systembilanz. Zudem ist die Information zur Qualitätsprüfung (bis wann sind Datenmeldungen erforderlich) notwendig.	1, 2, 6, 7, 10, 11, 12	Artikel 52, 53
126	*	Nettonennleistung	Groß-SVE	Für die Aufnahme von Energie, z. B. im Pumpbetrieb von Pumpspeicherkraftwerken, wird der für den Generatorbetrieb definierte Begriff PROD_nenn in Analogie auch für die Bezugsrichtung verwendet. Im Gegensatz zu PROD_nenn sind Betriebs- und Eigenbedarf wie bspw. Netzverluste bis zum Einspeisepunkt in der VERB_nenn enthalten. Die Ermittlung des unterlagerten Verbrauchspotenzials dient als Grundlage zur Erstellung von energieträgerscharfen Hochrechnungen und Prognosen der maximal möglichen Erzeugung und führt damit auch auf den prognostizierbaren Kollektivverbrauch. Diese Information ist zudem zur Leistungsbilanzierung zum Zwecke der Sicherstellung der Systembilanz notwendig. Ebenso dient das Datum zur Qualitätsprüfung (gemeldete Potentiale und Planungsdaten) und zur Abschätzung möglicher Potentiale für Marktmodell WAPP (keine Planungsdaten verfügbar). Des Weiteren dient das Datum zur Bildung des statischen Aufteilungsschlüssels zur diskriminierungsfreien Anweisung einer Anpassung (Last/Erzeugung - Systembilanz).	1, 2, 6, 7, 10, 11, 12	Artikel 52, 53

Lfd. Nr	MaStR	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
127		Bilanzkreis	Groß-SVE	Angabe des EIC-Codes für den Bilanzkreis, dem die SVE zugeordnet ist. Die Angabe des Bilanzkreises ist für die korrekte Zuordnung von SVE zum Bilanzkreis als Grundlage für die Abwicklung von Entlastungsmaßnahmen nach EnWG § 13 Absatz 1 unverzichtbar. Ferner kann über die Zuordnung der SVE zum Bilanzkreis die Bilanzkreiszeitreihe für Verbrauch geprüft werden. Zudem ist das Datum für die bilanzielle Abwicklung von Entlastungsmaßnahmen notwendig.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12	Artikel 52, 53
128		Einsatzverantwortlicher	Groß-SVE	Angabe der BDEW-Marktpartner-ID für den Einsatzverantwortlichen, der für den Einsatz einer SVE und die Übermittlung ihrer Fahrpläne verantwortlich ist. Die Kenntnis des Einsatzverantwortlichen stellt sicher, dass Entlastungsmaßnahmen mit SVE abgewickelt werden können.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12	Artikel 52, 53
129	*	Anteil beeinflussbarer Last	Groß-SVE	Der beeinflussbare Lastanteil bezeichnet den Umfang unter Standardbedingungen der elektrischen Wirkleistungsänderung an einer Verbrauchsstelle, der auf Anforderung gezielt (ggf. zeitlich beschränkt) realisiert werden kann. Die Übermittlung der Angabe wird benötigt, um den Umfang von Entlastungsmaßnahmen beurteilen zu können.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	Artikel 52, 53
130	*	Messlokations-Identifikationsnummer	Groß-SVE	Es ist die ID der Messlokation der SVE anzugeben. Eine Messlokation ist eine Lokation, an der Energie gemessen wird und die alle technischen Einrichtungen beinhaltet, die zur Ermittlung und ggf. Übermittlung der Messwerte erforderlich sind. Die Messlokation ist ein gängiger Identifikator in der deutschen nationalen Marktkommunikation. Diese Information ermöglicht die Zurodnung der gemeldeten SVE zu den im MaBiS-Prozess übermittelten Verbrauchszeitreihen.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	Artikel 52, 53
131		Marktlokations-Identifikationsnummer	Groß-SVE	Es ist die ID der Marktlokation der SVE anzugeben. In einer Marktlokation wird Energie entweder erzeugt oder verbraucht. Die Marktlokation ist mit mindestens einer Leitung mit einem Netz verbunden. Die Marktlokation ist ein gängiger Identifikator in der deutschen nationalen Marktkommunikation. Diese Information ermöglicht die Zuordnung der gemeldeten SVE zu den im MaBiS-Prozess übermittelten Verbrauchszeitreihen.	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	Artikel 52, 53

586

587

588 5.4.2 Planungsdaten

589 Die über die SO GL angeforderten Planungsdaten sind bereits über die GLDPM erfasst. Zur sinnvollen Ergänzung der bisher übermittelten
 590 Zeitreihe „VERB“ werden fortan die ergänzenden Zeitreihen „minimaler Verbrauch“ (VERB_min) und „maximaler Verbrauch“ (VERB_max)
 591 übermittelt.
 592

Lfd. Nr	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
132	Entnahme (VERB)	Groß-SVE	Der Wert Verbrauch ist die Netzentnahmeleistung an Wirkleistung am Netzanschlusspunkt einer SVE. Im Gegensatz zu PROD sind Betriebs- und Eigenbedarf wie bspw. Netzverluste bis zum Einspeisepunkt in VERB enthalten. Außer bei An- und Abfahrtrampen gilt $VERB_{min} \leq VERB \leq VERB_{max}$. Die Entnahme beschreibt die Höhe der geplanten elektrischen Wirkleistungsentnahme und stellt für zahlreiche Vorschauprozesse wie insbesondere D2CF, DACF, IDCF, Kapazitätsberechnung eine wesentliche Einganggröße dar.	2, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11	Artikel 52 Artikel 53
133	minimale Entnahme (VERB_min)	Groß-SVE	Für die Aufnahme von Energie, z. B. im Pumpbetrieb von Pumpspeicherkraftwerken, wird der für den Generatorbetrieb definierte Begriff PROD_min in Analogie auch für die Bezugsrichtung verwendet (untere Leistungsgrenze). Im Gegensatz zu PROD_min sind Betriebs- und Eigenbedarf, wie bspw. Netzverluste bis zum Einspeisepunkt in der VERB_min enthalten. Für nichtregelbare Pumpen gilt, dass VERB_min betragsmäßig der Größe VERB_max entspricht.	2, 3, 4, 5, 10	Artikel 52 Artikel 53
134	maximale Entnahme (VERB_max)	Groß-SVE	Für die Aufnahme von Energie, z. B. im Pumpbetrieb von Pumpspeicherkraftwerken, wird der für den Generatorbetrieb definierte Begriff PROD_max in Analogie auch für die Bezugsrichtung verwendet (obere Leistungsgrenze). Im Gegensatz zu PROD_max sind Betriebs- und Eigenbedarf wie bspw. Netzverluste bis zum Einspeisepunkt in der VERB_max enthalten. Die beanspruchbare Leistung (Verbrauch) entspricht bei Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken der Nettonennleistung (Verbrauch) der Pumpe, sofern die Pumpe beanspruchbar ist.	1, 2, 3, 7, 10, 11, 12	Artikel 52 Artikel 53

Lfd. Nr	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
135	Positive Primärregelleistung (+PRL)	Groß-SVE mit Regelleistungsvorhaltung	Leistungsvorhaltungen für positive und negative Primärregelleistung sind für die Erbringung von Primärregelleistung reservierte Leistungen. Abgerufene Primärregelleistung ändert nicht den Planungswert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und nicht planbar ist. Die gemeldeten Leistungsvorhaltungen müssen immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein. Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt dem ÜNB außerhalb der regulären Regelleistungsprozesse die lokale Vorhaltung von Regelleistung. Dieses Datum wird dazu genutzt vorgehaltene Regelleistung bei Netzengpassmaßnahmen gesondert zu berücksichtigen und auch um die Meldung von Redispatchpotenzialen zu plausibilisieren.	1, 2, 4, 5, 8, 10	Artikel 52 Artikel 53
136	Negative Primärregelleistung (-PRL)	Groß-SVE mit Regelleistungsvorhaltung	Leistungsvorhaltungen für positive und negative Primärregelleistung sind für die Erbringung von Primärregelleistung reservierte Leistungen. Abgerufene Primärregelleistung ändert nicht den Planungswert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und nicht planbar ist. Die gemeldeten Leistungsvorhaltungen müssen immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein. Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt dem ÜNB außerhalb der regulären Regelleistungsprozesse die lokale Vorhaltung von Regelleistung. Dieses Datum wird dazu genutzt, vorgehaltene Regelleistung bei Netzengpassmaßnahmen gesondert zu berücksichtigen und auch um die Meldung von Redispatchpotenzialen zu plausibilisieren.	1, 2, 4, 5, 8, 10	Artikel 52 Artikel 53
137	Positive Sekundärregelleistung (+SRL)	Groß-SVE mit Regelleistungsvorhaltung	Leistungsvorhaltung für positive Sekundärregelleistung ist für die Erbringung von Sekundärregelleistung reservierte Leistung. Abgerufene Sekundärregelleistung ändert nicht den Wert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und nicht planbar ist. Die gemeldete Leistungsvorhaltung muss immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein. Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt dem ÜNB außerhalb der regulären Regelleistungsprozesse die lokale Vorhaltung von Regelleistung. Dieses Datum wird dazu genutzt vorgehaltene Regelleistung bei Netzengpassmaßnahmen gesondert zu berücksichtigen und auch um die Meldung von Redispatchpotenzialen zu plausibilisieren.	1, 2, 4, 5, 8, 10	Artikel 52 Artikel 53

Lfd. Nr	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
138	Negative Sekundärregelleistung (-SRL)	Groß-SVE mit Regelleistungsvorhaltung	<p>Leistungsvorhaltung für negative Sekundärregelleistung ist für die Erbringung von Sekundärregelleistung reservierte Leistung. Abgerufene Sekundärregelleistung ändert nicht den Wert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und nicht planbar ist. Die gemeldete Leistungsvorhaltung muss immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein.</p> <p>Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt dem ÜNB außerhalb der regulären Regelleistungsprozesse die lokale Vorhaltung von Regelleistung. Dieses Datum wird dazu genutzt vorgehaltene Regelleistung bei Netzengpassmaßnahmen gesondert zu berücksichtigen und auch um die Meldung von Redispatchpotenzialen zu plausibilisieren.</p>	1, 2, 4, 5, 8, 10	Artikel 52 Artikel 53
139	Positive Minutenreserveleistung (+MRL)	Groß-SVE mit Regelleistungsvorhaltung	<p>Leistungsvorhaltung für positive Minutenreserveleistung ist für die Erbringung von Minutenreserveleistung reservierte Leistung. Abgerufene Minutenreserveleistung ändert nicht den Wert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und in der Regel nicht planbar ist. Die gemeldete Leistungsvorhaltung muss immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein.</p> <p>Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt dem ÜNB außerhalb der regulären Regelleistungsprozesse die lokale Vorhaltung von Regelleistung. Dieses Datum wird dazu genutzt vorgehaltene Regelleistung bei Netzengpassmaßnahmen gesondert zu berücksichtigen und auch um die Meldung von Redispatchpotenzialen zu plausibilisieren.</p>	1, 2, 4, 5, 8, 10	Artikel 52 Artikel 53
140	Negative Minutenreserveleistung (-MRL)	Groß-SVE mit Regelleistungsvorhaltung	<p>Leistungsvorhaltung für negative Minutenreserveleistung ist für die Erbringung von Minutenreserveleistung reservierte Leistung. Abgerufene Minutenreserveleistung ändert nicht den Wert für deren Leistungsvorhaltung, da der Abruf ad hoc erfolgt und in der Regel nicht planbar ist. Die gemeldete Leistungsvorhaltung muss immer kleiner oder gleich der in den Stammdaten hinterlegten präqualifizierten Leistung sein.</p> <p>Die vorgehaltene Regelleistung beschreibt dem ÜNB außerhalb der regulären Regelleistungsprozesse die lokale Vorhaltung von Regelleistung. Dieses Datum wird dazu genutzt vorgehaltene Regelleistung bei Netzengpassmaßnahmen gesondert zu berücksichtigen und auch um die Meldung von Redispatchpotenzialen zu plausibilisieren.</p>	1, 2, 4, 5, 8, 10	Artikel 52 Artikel 53

Lfd. Nr	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
141	geplante Nichtbeanspruchbarkeit	Groß-SVE	Eine geplante Nichtbeanspruchbarkeit einer SEE, SSE oder SVE ist die Leistungseinschränkung, die bekannt ist, ohne dass diese zum Zeitpunkt des Bekanntwerdens die SEE, SSE oder SVE beeinträchtigt. Die geplante Nichtbeanspruchbarkeit kann vor der Wirkung an der SEE, SSE oder SVE an den ÜNB übermittelt werden. Die Bezugsebene der Informationsbereitstellung für die geplante Nichtbeanspruchbarkeit ist der Netzanschlusspunkt.	1, 2, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11, 12	Artikel 52 Artikel 53
142	ungeplante Nichtbeanspruchbarkeit	Groß-SVE	Eine ungeplante Nichtbeanspruchbarkeit einer SEE, SSE oder SVE ist die Leistungseinschränkung, welche in einer SEE, SSE oder SVE sofort zu einer Leistungseinschränkung führt, ohne dass diese beeinflusst werden kann. Diese ungeplante Nichtbeanspruchbarkeit wird somit erst nach ihrem Eintritt an den ÜNB übermittelt. Die Bezugsebene der Informationsbereitstellung für die ungeplante Nichtbeanspruchbarkeit ist der Netzanschlusspunkt.	1, 2, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11, 12	Artikel 52 Artikel 53

593

594

595 5.4.3 Echtzeitdaten

596 Die für die Netzbetreiber nachfolgend aufgelisteten relevanten Echtzeitdaten sollen mit Bezugnahme auf die Artikel 52 und 53 erhoben werden.
 597 Von Groß-SVE werden die Wirk- und die Blindleistung als Echtzeitinformationen benötigt. Die ÜNB gehen davon aus, dass diese Informationen in
 598 der Regel bereits vorliegen und nur in Ausnahmefällen neu erhoben werden müssen.

599

Lfd. Nr	Datum / Information	Objekt[e]	Beschreibung	Teilprozess[e]	Rechtliche Grundlage
143	Wirkleistung	Groß-SVE, SVE mit Laststeuerungsdiensten	Wirkleistung am Netzanschlusspunkt bzw. am Netzverknüpfungspunkt, sofern keine topologischen Informationen aus einem geschlossenen Verteilernetz vorhanden sind. Ausnahme: Verbrauchsanlagen mit vertraglich vereinbarter Flexibilitätsbereitstellung/Laststeuerung werden in jedem Fall einzeln übermittelt. Dient zur Ermittlung des Gesamtstromverbrauchs, zusätzlich notwendig zur Überwachung und Bestimmung der Netzzustände, für die Ausfallvariantenrechnung zur Sicherstellung des n-Kriteriums.	1, 6, 8	Artikel 52, 53
144	Blindleistung	Groß-SVE	Blindleistung am Netzanschlusspunkt bzw. am Netzverknüpfungspunkt, sofern keine topologischen Informationen aus einem geschlossenen Verteilernetz vorhanden sind. Die Erfassung der Blindleistung in Echtzeit ist im wesentlichen notwendig zur Überwachung und Bestimmung der Netzzustände, für die Spannungsregelung und Blindleistungsmanagement, Ausfallvariantenrechnung zur Sicherstellung des n-Kriteriums	1, 3, 8	Artikel 52, 53

600

601 **6 Implementierungsvorschriften (Prozesse und Formate)**

602 Unter den Implementierungsvorschriften werden die dazugehörigen Prozess- und
603 Formatdokumente verstanden. Diese lassen sich erst nach dem Ende der Konsultation zum
604 Artikel 40 Absatz 5 verbindlich festlegen. Der vorliegende Abschnitt ist daher sehr kurz
605 gefasst.

606
607 Prinzipiell streben die ÜNB an, für alle mit der SO GL verbundenen Datenaustausche bereits
608 heute genutzte Formate zu verwenden. Dazu gehören insbesondere die im Rahmen der
609 GLDPM verwendeten Formate zum Planungsdatenaustausch.

610
611 Für die Erstellung oder Aktualisierung von Prozess- und Formatbeschreibungen ist der
612 Zeitraum vom Oktober 2018 bis Februar 2019 vorgesehen.

613

614

615 **7 Hinweis auf Konsultation zu überarbeiteten**
616 **Präqualifikationsbedingungen für Reservenanbieter**

617 Am 31. Januar 2018 haben die ÜNB eine separate Konsultation zu den überarbeiteten
618 Präqualifikationsbedingungen für Reservenanbieter eröffnet. Das entsprechende
619 Konsultationsdokument ist unter

620

621 <https://www.regelleistung.net/ext/static/market-consultation-2018-01>

622

623 verfügbar und beschreibt - insbesondere in den Abschnitten 2.2 bis 2.4 sowie 5.2 -
624 zusätzliche Vorgaben zum Datenaustausch im Zusammenhang mit der Vermarktung,
625 Vorhaltung und Erbringung von Regelleistung. Abschnitt 5.3 behandelt die Abstimmung mit
626 dem Reserven anschließenden VNB des Reservenanbieters, die ebenfalls die Übermittlung
627 von Daten umfasst.

628

629 Es ist davon auszugehen, dass es eine Schnittmenge von Datenpunkten geben wird, die von
630 den ÜNB sowohl als Teil der Datenbedarfe gemäß Artikel 40 Absatz 5 wie auch als Teil der
631 Präqualifikationsbedingungen gemäß Artikel 155 (FCR) resp. Artikel 159 (FRR) gefordert
632 werden. Das Verhältnis der entsprechenden Vorgaben zueinander ist noch zu bestimmen.
633 Die ÜNB bitten alle beteiligten Akteure um ihre Anmerkungen zum derzeitigen Stand der
634 Konsultationsdokumente; es wird in jedem Falle die Möglichkeit bestehen, im April noch
635 einmal als Teil einer umfassenderen Konsultation Stellungnahmen zu den
636 Präqualifikationsbedingungen abzugeben.

637

Datenaustausch im Rahmen der SO GL

Antwortdokument zur Konsultation - Stand: 19. März 2018

Vorbemerkung

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

Das Antwortdokument besteht aus drei Teilen:

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

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

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

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

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

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

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
10	241			Bitte Beschreibung ergänzen: „... und dem ÜNB und Verteilernetzbetreiber (Anschlussnetzbetreiber) zu benennen, ...“	bdew	Die ÜNB stimmen dem Hinweis prinzipiell zu. Der Prozess der Benennung ist jedoch eine prozessuale Frage und wird nicht im Rahmen des Datenumfangs diskutiert. Dies erfolgt im Rahmen der Prozessausgestaltung gemäß Artikel 40 Abs. 7.
11	265			Anlagen Typ A mit Netzanschlusspunkt unter 110 kV und Maximalkapazität $\geq 0,8$ kW: Anlagen dieser Größenkategorie verfügen ggf nicht über die geforderte Datenbreite.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Die ÜNB halten alle von der jeweiligen Kategorie von SNN geforderten Daten für relevant und notwendig und sehen nicht, warum und welche von den jeweils geforderten Daten nicht verfügbar sein sollten. Von den SNN (SEE) des Typs A werden neben Stammdaten nur Echtzeitdaten und letztere nur bei Notwendigkeit in reduziertem Umfang erhoben.
12	281			Anlagen Typ B mit $S_{Amax} \geq 150$ kVA und $P \geq 135$ kW: Anlagen dieser Größenkategorie verfügen ggf nicht über die geforderte Datenbreite.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	ÜNB halten alle von der jeweiligen Kategorie von SNN geforderten Daten für relevant und notwendig und sehen nicht, warum und welche von den jeweils geforderten Daten nicht verfügbar sein sollten. Von den SNN (SEE) des Typs B werden neben Stammdaten nur Bewegungsdaten in reduziertem Umfang erhoben.
13	294			Soweit eine Einstufung auf den Energieträger abstellt, ist der Hauptenergieträger zugrunde zu legen. Anmerkung: Im Hinblick auf die Inkludierung auch kleiner Anlagen sollte klarer gesagt werden, wie der Hauptbrennstoff definiert ist bzw. wie häufiger zu aktualisieren ist (z.B. Verweis auf das MaStR), da insbesondere kleinere Anlagen z.B. prinzipiell Biomasseanlagen sein können, die alternativ auch mit anderen Brennstoffen betrieben werden können (je nach Verfügbarkeit der Biomasse). Zu häufige Aktualisierungen des Hauptbrennstoffs stellen besonders für kleine Anlagenbetreiber einen hohen Aufwand dar. Als Hauptbrennstoff sollte der Brennstoff angegeben werden, der im letzten Jahr vorrangig eingesetzt wurde.	bdew	Der vorgeschlagene Ansatz findet die Zustimmung der ÜNB. Soweit also ein Hauptenergieträger nicht eindeutig zuzuordnen ist, so soll der im abgelaufenen Kalenderjahr hauptsächlich genutzte Energieträger angegeben werden.
14	301			... EICs mit den möglichen functions {Generation; Generationunit} zu verwenden. Anmerkung: „functions“ könnte im Sinne des übrigen Textes auch übersetzt („Funktionen“) werden	bdew	
15	316			... Netzanschlusspunktes, so kann der ÜNB eine andere Aggregations-ebene vorgeben. Anmerkung: Der Begriff „Aggregationsebene“ führt hier ggf. zu Missverständnissen, welche Anlagen wie und von wem zu aggregieren sind; einfacher wäre – wo möglich - die Einzelerfassung und Aggregation durch den Netzbetreiber in direkten Austausch mit dem Netznutzer.	bdew	

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
16	333			Die Bestimmung von Referenzanlagen als Ersatz für eine Vollerfassung ist eine sachgerechte Lösung, um den Aufwand insgesamt gering zu halten. Allerdings sind in diesem Zuge auch Regelungen zu treffen, wer die Kosten für die Erfassung der zusätzlichen Werte zu tragen hat.	Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne)	Regelungen zur Kostentragung für Datenlieferungen aus Referenzanlagen <1 MW sind nicht Bestandteil dieser Konsultation, sie sind noch unter Beachtung des Gleichbehandlungsgrundsatzes zukünftig auszugestalten.
17	388			Bitte ergänzen: Für die Bereitstellung von Lastflussdaten an den Übergabestellen zum vorgelagerten Netz (Planungs- und Echtzeitdaten) werden Informationen aus nachgelagerten Netzen benötigt. Grundsätzlich sind somit alle Netz-betreiber zum Datenaustausch verpflichtet. Zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern sind bilaterale Absprachen notwendig, was genau in welcher Form benötigt wird. Relevante Leistungen im Sinne der SO-GL aus mittelbar angeschlossenen Verteilernetzen sind dem VNB mit direktem HöS-Anschluss in der erforderlichen Qualität gemäß der SO GL zu übermitteln. Wenn ein Netzbetreiber ohne relevante Leistungen im Sinne der SO-GL keine eigenen aggregierten Lastflussdaten bildet, muss der vorgelagerte Netzbetreiber anderweitig (z.B. durch die Übermittlung von Stamm-, Planungsdaten und vorhandenen Messwerten) vom nachgelagerten Netzbetreiber in die Lage versetzt werden, eigene Hochrechnungen/Prognosen für das fremde Netzgebiet durchzuführen. Ferner müssen die VNB mit Direktanschluss ans Übertragungsnetz (VNB 1. Ebene) durch Datenlieferungen vom ÜNB in die Lage versetzt werden, z.B. ihre an den ÜNB zu liefernden Datenmodelle, Aggregationen und Hochrechnungen in der geforderten Qualität den ÜNB zur Verfügung stellen zu können.	bdew	Die ergänzenden Ausführungen und Hinweise beziehen sich auf die noch zu entwickelnde Datenorganisation und weniger auf zu liefernde konkrete Dateninhalte, die Inhalt dieser Konsultation sind. Die Hinweise werden von den ÜNB komplett mitgetragen und bei der Datenorganisation berücksichtigt.
18	409		Zeilen 410-415	Bitte ergänzen: "... Papier"). Sofern ein ÜNB auf die Liste der relevanten Betriebsmittel solche aufnehmen möchte, die ihm nicht gehören, so ist das dem jeweiligen Eigentümer/Betreiber zu begründen und mit ihm abzustimmen"	bdew	Der Vorschlag kann sinnvoll sein, sofern er mit der CSA Methode übereinstimmt. Sollte dieser Vorschlag nicht im Sinne der CSA Methode sein, so sehen die ÜNB keine Grundlage für ein abweichende Lösung.
19	463			Bitte ergänzen: „...Auf bisher bereits bestehende Datenaustausche auf dieser Basis wird Bezug genommen. Bisher bereits bestehende Datenaustausche müssen wie unter Kapitel 1 beschrieben integriert werden.“	bdew	Die ÜNB stimmen dem Hinweis grundsätzlich zu. Es ist das Ziel der SO GL, die bereits existierenden Planungsdatenaustausche (z.B. GLDPM) zu integrieren und dafür auch nur noch einen einheitlichen Satz an Implementierungsvorschriften zu haben. Wie und in welcher Form die Implementierungsvorschriften dieses berücksichtigen werden, wird in der Prozess- und Formatausgestaltung entschieden werden.

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
20	473			<p>Wenn noch keine Online-Anbindung für das Einspeisemanagement zum Netzbetreiber existiert, muss diese extra für diesen Zweck aufgebaut werden. eine zufriedenstellendes Kosten-Nutzen-Verhältnis bei fehlender Schnittstelle ist gleichzeitig vielfach nicht gegeben.</p> <p>Änderungsvorschlag: Falls für EE-Anlagen noch keine Online-Anbindung zwischen ANB und Anlage existiert, die für die Übertragung der geforderten Daten geeignet ist, werden die Echtzeitdaten nur für Parks mit einer Einspeisung von > 10 MW am Netzanschlusspunkt gefordert.</p>	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	<p>Nach der Freigabe der Dateninhalte wird die Frage der Datenorganisation geklärt. BDEW AG Topologie hat hier schon erste Vorschläge erarbeitet, die hinsichtlich von Echtzeitdaten auf den Schwellenwert von 1 MW abstellen.</p> <p>Grundsätzlich wird die Forderung, nur für Anlagen >10 MW Echtzeitdaten zu übermitteln abgelehnt, da durch die steigende Anzahl von kleineren Erzeugungseinheiten und die Verschiebung der Erzeugung in unterlagerte Netzebenen es notwendig ist, zunehmend kleinere Einheiten online zu erfassen. Der Zubau von Anlagen, die annähernd 10 MW Leistung liefern können, wird aufgrund von Vorgaben durch das EEG weiter zunehmen, was ebenfalls gegen eine Grenze von 10 MW spricht. Die ÜNB gehen davon aus, dass bei dieser Anlagengröße ab 1 MW ausreichende Onlineanbindungen vorhanden sind. Diese Anlagen dürften großteils auch direktvermarktet sein.</p> <p>Einen Standard für die Schnittstelle zwischen Anlagenbetreiber und ANB zur Übertragung der Echtzeitdaten gibt es bereits (IEC-Standard 60870-5). Die konkrete Ausprägung ist mit dem ANB abzustimmen.</p>
21	489			<p>Klärung: "...darüberliegenden..." ist nicht eindeutig spezifiziert. Es könnte sich auf eine Stelle in der Tabelle oder auf die Leistung beziehen. Bitte eindeutig auf Leistung beziehen.</p>	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	<p>Vielen Dank für den Hinweis. Die ÜNB werden die Passage wie folgt ändern:</p> <p>STREICHE</p> <p>Wenn sich in einer Leistungsklasse ein Eintrag befindet, so müssen diese Daten auch in allen darüberliegenden Leistungsklassen bereitgestellt werden.</p> <p>SETZE</p> <p>Wird ein Datum für eine bestimmte Leistungsklasse gefordert, so müssen auch alle Leistungsklassen mit einer höheren Leistung dieses Datum liefern.</p>
22	492			<p>EE-SEE Laufwasser < 10MW: Für Wasserkraftanlagen <10 MW, welche in ihrer Anzahl gering (verglichen zu PV und Wind) und somit nur gering netzbeeinflussend sind, bedeutet der geforderter Datentransfer einen sehr erheblichen Aufwand mit entsprechenden Kosten die beim Anlagebetreiber hängen bleiben. Gleichzeitig wird auch kein Zubau erfolgen, da physikalisch nicht vorhanden. Dies gilt es zu berücksichtigen.</p>	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	<p>Die ÜNB sehen die Anmerkung bezogen auf die Echtzeitdaten. Denn Stammdaten sind von allen Anlagen $\geq 0,8$ kW erforderlich und Planungsdaten (Fahrpläne und Nichtbeanspruchbarkeiten) sind ab 10 MW zu liefern. Die Erfassung von Echtzeitdaten ab 1 MW resultiert aus der Abstimmung der ÜNB und VNB in der AG Topologie des BDEW. Auch wenn es nur wenige Einheiten sind, sind diese wegen ihrer lokalen Wirkung relevant für den jeweiligen Anschlussnetzbetreiber und ÜNB.</p>

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
23	492			s.a. Hinweis zu Zeile 144 Hinweis: Falls Planungsdaten für PV und Wind auch im Verteilernetz geliefert werden sollen ist ggf. eine Differenzierung zwischen direktvermarktet und nicht direktvermarktet (dargebotsabhängig) erforderlich.	bdew	Da die Anzahl der EE-SEE und in der Folge auch deren Wirksamkeit weiter steigt und deren Auswirkung im Netz unabhängig von der Vermarktungsform ist, verzichten die ÜNB im Rahmen der SO GL Umsetzung auf die Unterscheidung nach Vermarktungsform bei EE-SEE. Aus derzeitiger Sicht werden für Windkraft- und PV-Anlagen unterhalb der Höchstspannung keine Planungsdaten angefordert. Nichtbeanspruchbarkeiten werden jedoch unabhängig von der Vermarktungsform für bestimmte Einheiten eingefordert. Da der Anlagenbetreiber den EIV zu benennen hat, ist es nicht notwendig, dass der ÜNB den Direktvermarkter (DV) direkt adressiert.
24	495	0		Bitte ergänzen: MaStR-Nummer Begründung: Identifikator aus „Nummernkonzept“ des MaStR zusätzlich übernehmen, da ansonsten zwei parallele Prozesse zur Übermittlung der Daten notwendig werden	bdew	Die MaStR-Nummern als zusätzlichen Identifikator aufzunehmen ist kein unmittelbarer Bedarf der ÜNB, welcher sich mit der SO GL begründen ließe. Jedoch sehen die ÜNB auch den Mehrwert dieses Identifikators, bzgl. der Ermöglichung eines Matching von Stammdaten unterschiedlicher Quellen. Die MaStR-Nummer wird daher mit berücksichtigt.
25	495	2		Bitte Beschreibung präzisieren. Hiermit ist die Messlokation an der Übergabestelle gemeint. Hinweis: Für zukünftige Prozesse wird diese Messlokation nicht ausreichen. Hier werden zusätzlich die IDs der Marktlokationen benötigt werden.	bdew	Erst in der Prozessausgestaltung wird entschieden, auf welchem Punkt bzw. Identifikator gemeldet werden muss. Gerne nehmen die ÜNB die Anmerkung mit auf und präzisieren diese Thematik dort weiter.
26	495	9		Bitte Beschreibung präzisieren. Hinweis: Der EEG-Anlagenschlüssel wird für jede TE eines Energieparks vergeben, d.h., jeder Energiepark kann aus n-Anlagenschlüsseln bestehen.	bdew	Der EEG-Anlagenschlüssel wird derzeit zur Identifizierung von EEG-Anlagen verwendet und muss bereits an die ÜNB kommuniziert werden. Ebenso wird der Identifikator aktuell bereits zum Abgleich von Registerinträgen und somit auch zur Qualitätskontrolle genutzt. Zur Identifizierung eines Parks im Sinne der SO GL kann ein EEG-Anlagenschlüssel nicht verwendet werden.
27	502			Bitte ergänzen: „... Auf bisher bereits bestehende Datenaustausche auf dieser Basis wird Bezug genommen. Bisher bereits bestehende Datenaustausche müssen wie unter Kapitel 1 beschrieben integriert werden.“	bdew	Die ÜNB stimmen dem Hinweis grundsätzlich zu. Es ist das Ziel der SO GL die bereits existierenden Planungsdatenaustausche (z.B. GLDPM) zu integrieren und dafür auch nur noch einen einheitlichen Satz an Implementierungsvorschriften zu haben. Wie und in welcher Form die Implementierungsvorschriften dieses berücksichtigen werden, wird in der Prozess- und Formatausgestaltung entschieden werden.

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
28	504	10		Hinweis: in der ersten Zeile heißt es "relevante Betriebsmittel" -> das dürfen nur die sein, die nach gemeinsamer Abstimmung auf die Liste der relevanten Betriebsmittel gesetzt werden und in der OA liegen -> das Netzäquivalent muss nicht nur den Abschluss für die Rechenbarkeit bilden, sondern kann wie am 13.12.17 von den VNB in der PG-EIN vorgestellt, weitere Informationen enthalten mit den zum Bsp. auch Ausfallvariantenrechnungen möglich sind	bdew	Strukturangaben zu Netzbetriebsmitteln werden mittels CGMES (EQ-Profil) übermittelt. Dort sind die Betriebsmittel abzubilden, die auch in weiteren Profilen abgebildet und für die Netzmodellierung übermittelt werden. Grundsätzlich sollten HS-Netzbetriebsmitteln, die für den ÜNB relevant sind und für Ausfallsimulationen herangezogen werden, im Netzmodell des VNB detailliert abgebildet übermittelt werden. Weitergehende Reduktionen des Netzmodells, die wiederum Zusatzinformationen für eine realistische Ausfallsimulation von für den ÜNB „signifikanter“ VNB-Netzbetriebsmittel erfordern, die nicht im Detail abgebildet werden, sind möglich, werden aber kritisch gesehen, weil dies mit Zusatzaufwand verbunden ist. Die konkrete Vorgehensweise ist in jedem Fall das Ergebnis der bilateralen Absprache zwischen ÜNB und VNB zur Netzmodellierung im Zusammenhang mit der Festlegung der OA bei Anwendung der CSA-Methodik.
29	504	11		Hinweis: für SEE/SSE/SVE werden Informationen zum Anschlusspunkt gefordert -> kann man so machen, geht aber auch einfacher: mit dem von den VNB in der PG-EIN am 13.12.17 vorgestellten Modell können sämtliche Anschlusspunkte topologisch korrekt übermittelt werden	bdew	Die Frage, wie die in der Verteilungsebene angeschlossenen Stromerzeugungs- und Stromverbrauchseinheiten sensitiv den Netzknoten zugeordnet werden können, die die ÜNB im Rahmen der Netzmodellierung „sehen“, ist eine prozessuale Frage und im weiteren Verlauf der Umsetzung der SO GL noch zu klären.
30	504	12	13	Bitte Datum 13 streichen und Datum 12 wie folgt ergänzen: Bei Anlagen im Verteilernetz energieträgerscharf aggregiert Begründung: Verantwortungsbereich VNB; NSM-Maßnahmen werden direkt durch den VNB angewiesen	bdew	Bei den eingeforderten Daten Fernsteuerbarkeit und Direktzugriff des ANB auf SEE und SSE handelt es sich um Stammdaten, die hochaufgelöst (also für jede einzelne Anlage) zumindest beim ANB in dieser Detailliertheit vorliegen sollten. Diese Granularität leitet sich aus den Anforderungen der VNB ab und liegt im MaStR auch so vor. Ob und in welcher Detailliertheit diese Daten auch beim ÜNB vorliegen müssen, ist im Rahmen der Datenorganisation zu klären. Eine Weitergabe dieser Informationen in aggregierter Form, bezogen auf Energieträger und Netzknoten der OA des ÜNB durch den VNB erscheint hier erst einmal sinnvoll, ist aber nicht Teil dieser Konsultation und wird in der Prozessausgestaltung betrachtet werden.
31	509			Bitte ergänzen: „...Auf bisher bereits bestehende Datenaustausche auf dieser Basis wird Bezug genommen. Bisher bereits bestehende Datenaustausche müssen wie unter Kapitel 1 beschrieben integriert werden.“	bdew	Die ÜNB stimmen dem Hinweis grundsätzlich zu. Es ist das Ziel der SO GL die bereits existierenden Planungsdatenaustausche (z.B. GLDPM) zu integrieren und dafür auch nur noch einen einheitlichen Satz an Implementierungsvorschriften zu haben. Wie und in welcher Form die Implementierungsvorschriften dieses berücksichtigen werden, wird in der Prozess- und Formatausgestaltung entschieden werden.

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
32	511	18		Das VNB-Modell kann auch in Abstimmung mit den ÜNB aus anlagenscharfen Listen mit Zuordnung der Sensitivitäten zu HöS-Übergabestellen aufgebaut sein	bdew	Die Vorgehensweise ist eng an die Bestimmung der OA gemäß CSA-Methode gekoppelt. Wenn keine detaillierte Netzmodellbildung notwendig ist (insbesondere bei kleineren „punktuell aufgehängenen“ VNB-Netzen), kann auch eine Liste von Erzeugungsanlagen mit statisch den Netzknoten zugeordneten Sensitivitäten im Einzelfall sinnvoll, zweckmäßig und ausreichend sein. Da eine Netzmodellbildung mittels CGMES gerade in der Beschaffungs- und Einrichtungsphase mit finanziellen und personellen Aufwendungen verbunden ist, wird diese Frage bilateral mit Augenmaß unter Aufwand-/Nutzengesichtspunkten zu klären sein.
33	524	24		Bitte die Beschreibung präzisieren, damit dies nicht missverstanden wird. Die Modelle sollten auch die OA selbst mit abdecken.	bdew	Vielen Dank für den Hinweis. Der Eintrag wird um den folgenden Satz ergänzt: Ein Snapshot soll vor allem die OA und zusätzlich auch das reduzierte Randnetz abdecken.
34	530			keine Doppelungen mit dem Marktstammdaten Register!	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Die ÜNB haben nicht vor, Daten mehrfach zu erfassen. Jedoch kann es vorkommen, dass MaStR-Stammdaten nicht in Gänze die ÜNB-Stammdatenforderungen erfüllen. So wird im MaStR die Erzeugungs- bzw. Verbrauchslokation genannt. Diese ist nicht gleichzusetzen mit der in der Marktkommunikation verwendeten Marktlokation. In Fällen wie diesem und wenn die Quantität der vorliegenden Daten nicht ausreicht, wird über eine ggf. zeitlich begrenzte zusätzliche Erfassung nachgedacht werden müssen.
35	530			Doppelte Datenlieferung wird abgelehnt. (Stichwort Marktstammdatenregister)	bdew	Die ÜNB haben nicht vor, Daten mehrfach zu erfassen. Jedoch kann es vorkommen, dass MaStR-Stammdaten nicht in Gänze die ÜNB-Stammdatenforderungen erfüllen. So wird im MaStR die Erzeugungs- bzw. Verbrauchslokation genannt. Diese ist nicht gleichzusetzen mit der in der Marktkommunikation verwendeten Marktlokation. In Fällen wie diesem und wenn die Quantität der vorliegenden Daten nicht ausreicht, wird über eine ggf. zeitlich begrenzte zusätzliche Erfassung nachgedacht werden müssen.

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
36	533			<p>Bitte folgenden Satz ändern:</p> <p>Alt: In der Ausprägung der Prozesse und Formate nach Artikel 40 Absatz 7 kann jedoch ein abweichender Datenlieferant oder abweichende Datenquellen beschrieben werden</p> <p>Neu: In der Ausprägung der Prozesse und Formate nach Artikel 40 Absatz 7 kann jedoch der ÜNB mit den relevanten VNB einen abweichenden Datenlieferanten oder abweichende Datenquellen vereinbaren.</p> <p>Begründung: Der im Kapitel dargestellte Datenumfang ist für die zukünftigen Herausforderungen notwendig und nachvollziehbar. Der VNB verfügt durch seine Funktion als Anschlussnetzbetreiber bereits über viele der aufgeführten Stammdaten. ÜNB und VNB sollten im Sinne des Artikels 40 (7) SO-GL gemeinsam den Datenaustausch ausgestalten. Um die Anzahl der bilateralen Vereinbarungen zu reduzieren, ist die Erarbeitung einer Mustervereinbarung z.B. durch den BDEW denkbar.</p>	bdeW	Die Ausprägung der Prozesse und Formate nach Artikel 40 (7) SO GL ist nicht Gegenstand dieser Konsultation und im Weiteren noch zu entwickeln. Dabei ist für Stammdaten sicherlich in erster Linie das MaStR zu nutzen, sofern möglich. Für eventuell neben dem MaStR zusätzlich zu beschaffende Stammdaten müsste ein Prozess aufgesetzt werden, für den dann auch zu klären wäre, wer wem welche Stammdaten auf welchem Weg und in welchem Format übermittelt. Hierzu sind Gespräche mit den Marktteilnehmern zu führen, also auch mit den VNB.
37	539	25	30, 31	Standort / Status Netzreserve / Status Sicherheitsbereitschaft: Abgleich mit Marktstammdatenregister erforderlich!	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Bei dem Datum Standort haben sich die ÜNB gegen die Verwendung aller drei verschiedener Koordinatensysteme des MaStR entschieden. Aus einem der Systeme lassen sich die anderen herleiten und umgekehrt. Die im Konsultationsdokument gelisteten Status Netzreserve und Sicherheitsbereitschaft liegen den ÜNB heute bereits vor und werden auch zukünftig im MaStR enthalten sein (je nach Energieträger/Technologie). Der Hinweis wird bei der weiteren Bearbeitung berücksichtigt.
38	539	30		Datenanforderung löschen; Abstimmung erfolgt originär mit dem ÜNB, daher liegt diese Information bereits vor. Detaillierte Erläuterung und Begründung siehe separates Schreiben.	UNIPER SE	Die im Konsultationsdokument gelisteten Status Netzreserve und Sicherheitsbereitschaft liegen den ÜNB heute bereits vor und wird auch zukünftig im MaStR enthalten sein (je nach Energieträger/Technologie). Der Hinweis wird bei der weiteren Bearbeitung berücksichtigt.
39	539	31		Datenanforderung löschen; Abstimmung erfolgt originär mit dem ÜNB, daher liegt diese Information bereits vor. Detaillierte Erläuterung und Begründung siehe separates Schreiben.	UNIPER SE	Die im Konsultationsdokument gelisteten Status Netzreserve und Sicherheitsbereitschaft liegen den ÜNB heute bereits vor und werden auch zukünftig im MaStR enthalten sein (je nach Energieträger/Technologie). Der Hinweis wird bei der weiteren Bearbeitung berücksichtigt.

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
40	539	34		Datenanforderung löschen, keine Stammdate und führt zu einer Doppelmeldung. Detaillierte Erläuterung und Begründung siehe separates Schreiben.	UNIPER SE	Aus Sicht der ÜNB handelt es sich um ein Stammdatum, welches zumindest im Falle von thermischen Kraftwerken auch im MaStR gefordert wird. Wenn Daten bereits verfügbar sind, werden die ÜNB diese nicht erneut einfordern. Die genaue Datenquelle wird im Rahmen der Umsetzung bestimmt.
41	539	35		„Die vorläufige Stilllegung bezeichnet die Beendigung des Betriebes nach marktwirtschaftlichen Gesichtspunkten, ohne dass die technische Betriebsbereitschaft beendet wird. Ein Stilllegungszeitpunkt ist zu melden, sobald dieser dem Anlagenbetreiber bekannt ist.“ Anmerkung: Hier sollte eine Zeitvorgabe ergänzt werden, da sonst ggf. die vorübergehende Abschaltung „über Nacht“ als vorläufige Stilllegung verstanden wird. Ggf. Bezug auf MaStR-Definition zu ergänzen.	bdew	Die Definition aus dem MaStR zur vorläufigen Stilllegung von Verbrennungskraftwerken werden die ÜNB übernehmen. Ergänzung der Definition um: "Angabe gemäß der in der Anzeige nach § 13b Abs. 1 Satz 1 EnWG genannten Frist" (mindestens zwölf Monate vorher)
42	539	35		Datenanforderung löschen, keine Stammdate und führt zu einer Doppelmeldung. Detaillierte Erläuterung und Begründung siehe separates Schreiben	UNIPER SE	Entgegen der Meinung des Konsultanten haben sich sowohl die ÜNB, als auch die BNetzA dafür entschieden, dieses Datum als Stammdatum (vorläufige Stilllegung) zu führen.
43	539	36		Datenanforderung löschen, keine Stammdate und führt zu einer Doppelmeldung. Detaillierte Erläuterung und Begründung siehe separates Schreiben.	UNIPER SE	Entgegen der Meinung des Konsultanten haben sich sowohl die ÜNB, als auch die BNetzA dafür entschieden, dieses Datum als Stammdatum (endgültige Stilllegung) zu führen.
44	539	39		Hier sollte, wie auch bei der „Nettleistung“ (vgl. Lfd. Nr. 37 und 38), angegeben werden, welche Bruttoleistung hier anzugeben ist (Bruttonennleistung, installierte Bruttoleistung, ...). Vorschlag wäre Bruttonennleistung. Dies war schon/ist im MaStR ebenfalls unklar.	bdew	Die ÜNB werden diesen Punkt wie vorgeschlagen berücksichtigen. Der Begriff Bruttoleistung wird durch den Begriff Bruttonennleistung ersetzt.
45	539	40		Hier sollte parallel kein neuer GPKE-Prozess aufgebaut werden, zumal eine Datumabfrage angesichts bereits vorhandener Stammdaten nicht notwendig ist.	bdew	Bei dem Bilanzkreis handelt es sich um ein Stammdatum, welches bereits im Stammdatenaustausch der GPKE und MPES ausgetauscht wird. Der ÜNB benötigt dieses Stammdatum in weiteren Prozessen (netzunabhängig; Planungsprozesse). Wie dieses Datum ausgetauscht wird, wird in der Prozessausgestaltung definiert werden.

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
46	539	43		<p>„Es ist die dauerhaft minimal elektrisch stabil erzeugbare Leistung einer SEE unter Normbedingungen anzugeben. Für Speicher ist die minimal elektrisch stabil erzeugbare Leistung unter Normbedingungen anzugeben.“</p> <p>Anmerkung: Es wird nicht klar, wie die minimal elektrisch erzeugbare Leistung unter Normbedingungen definiert ist. Diese kann bei einer SSE auch negativ sein oder bei einer Groß-SEE bis hinab zu 20 % der Nennleistung für wenige Minuten gehen. Hier sollte unbedingt die zu betrachtende Haltezeit ergänzt werden und klar gemacht werden, dass es nur um positive Einspeiseleistung geht. Weiterhin ist nicht klar, welche Leistung für die unterschiedlichen möglichen Betriebsweisen von Kombi-kraftwerken anzugeben ist.</p>	bdew	<p>Die ÜNB prüfen, die folgende Definition zu verwenden:</p> <p>Es ist die dauerhaft minimal in das Stromnetz einspeisbare positive Leistung einer Groß-SEE anzugeben. Dabei ist diejenige minimal erzeugbare positive Leistung anzugeben, bei der das Kraftwerk über einen Zeitraum von 60 bis 240 Minuten dauerhaft technisch stabil laufen kann. Im Falle von Kombi-Kraftwerken und Kraftwerken mit Wärmeauskopplung ist für die jeweilige Betriebsweise der entsprechende Wert anzugeben. Für Speicher ist die minimal über einen Zeitraum von 15 bis 60 Minuten elektrisch stabil erzeugbare positive/negative Leistung für einen vollen/leeren Speicher anzugeben.</p>
47	539	48	49	<p>Hinweis:</p> <p>Wenn hier keine Stammdaten gepflegt werden, aufgrund kurzfristiger Einschränkungen, müssen hier Planungsdaten erhoben werden</p>	bdew	<p>Der Hinweis wird aufgenommen. Ob dieser Punkt besser als Stamm- oder Planungsdatum ausgeprägt werden sollte, ist im Rahmen der prozessualen Ausgestaltung zu entscheiden. Evtl. liegen hier auch ein Stammdatum (Einschränkungen bestehen) und zusätzliche Planungsdatenmeldungen (genaue Zeiträume der Nichtbeanspruchbarkeiten) vor.</p>
48	539	52	53, 54	<p>Klarstellung und Eingrenzung des Anwendungsbereichs erforderlich.</p> <ul style="list-style-type: none"> -An den einzelnen Kraftwerken sind meist Aufenthaltsräume und Küchen mit verbaut. Diese dürfen hier nicht als "Haushalt" gewertet werden. -An den einzelnen Kraftwerken wird Warmwasser meist mit Durchlauferhitzern bereitgestellt. Diese sind hier sicher nicht gemeint. -An Kraftwerkstandorten werden E-Autos betankt. Diese sind hier sicher nicht gemeint (Der Strombedarf kann zwar erfasst werden, allerdings nicht online zur Verfügung gestellt werden) <p>Insgesamt wäre eine Nachrüstung unverhältnismäßig</p>	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	<p>Diese Stammdaten sind für EE-Stromerzeugungseinheiten zu liefern. Es handelt sich hierbei um eine [ja/nein]-Angabe. Für die EE-Prozesse sind diese Angaben zunehmend wichtig, damit der ÜNB in die Lage versetzt wird, den zunehmenden Anteil von Eigenverbrauch und folglich atypischen Einspeiseverhalten entsprechend zu berücksichtigen (Abschätzung des Eigenverbrauchspotentials -> residuale Last).</p> <p>Dieses Stammdatum soll zur Identifizierung von dargebotsabhängigen Einspeisezählwerten dienen, welche durch Eigenverbrauch beeinflusst wurden. Diese Information kann der ÜNB für seine EE-Prozesse und Training der EE-Prozesse verwenden.</p>
49	539	52	53, 54, 55, 56	<p>Wer Stammdatum künftig liefern soll bzw. kann, ist unklar. Speicherstand wäre ggf. ebenfalls relevant. Abfrage geht über SO-GL hinaus. Zu prüfen.</p>	bdew	<p>Als Verantwortlicher für die Informationsbereitstellung wurde grundsätzlich der Anlagenbetreiber identifiziert. Detailbetrachtung erfolgt jedoch erst bei der Prozessausgestaltung, mit der zu dem Zeitpunkt stattfindenden weiteren Konsultation. Der Speicherstand wird ab der Größe von 1 MW als Echtzeitdatum erfasst werden. Anforderungen, die der Systemsicherheit dienen und über die SO GL hinausgehen, werden auf §12 Absatz 4 EnWG gestützt.</p>

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
50	539	62		Detaillierte Beschreibung erforderlich um Missverständnisse zu vermeiden Erläuterung und Begründung siehe separates Schreiben.	UNIPER SE	Die ÜNB werden die Definitionen und die Datumsbezeichnung des BDEW-Dokumentes „Ergänzende Stammdatenmeldung zum Redispatch-Vermögen im Rahmen der Festlegung BK6-13-200 (Energieinformationsnetz)“ übernehmen.
51	539	63		Detaillierte Beschreibung erforderlich um Missverständnisse zu vermeiden Erläuterung und Begründung siehe separates Schreiben.	UNIPER SE	Die ÜNB werden die Definitionen und die Datumsbezeichnung des BDEW-Dokumentes „Ergänzende Stammdatenmeldung zum Redispatch-Vermögen im Rahmen der Festlegung BK6-13-200 (Energieinformationsnetz)“ übernehmen.
52	539	64	65, 66, 67	Klärungsbedarf: Was ist ein "typischer" Zeitraum? Diese Zeiten korrelieren nicht unbedingt mit Stillstandszeiten und sind Kurvenverläufe, die entweder so beschrieben oder als Spanne "von ... bis" angegeben werden können.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Die ÜNB werden die Definitionen und die Datumsbezeichnung des BDEW-Dokumentes „Ergänzende Stammdatenmeldung zum Redispatch-Vermögen im Rahmen der Festlegung BK6-13-200 (Energieinformationsnetz)“ übernehmen.
53	539	64	65, 66, 67	Anmerkung: Bei Kombikraftwerken sind je nach Betriebsweise unterschiedliche Anfahrtszeiten möglich. Es wird nicht klar, welche Zeiten im Fall von Kombikraftwerken anzugeben sind.	bdew	Für die jeweilige Betriebsweise sind die entsprechenden Größen bilateral abzustimmen und anzugeben.
54	539	64		Klarstellung: Bei den Anfahrzeiten bis zur Synchronisation aus dem kalten und warmen Zustand wird ausschließlich nur zwischen einer Anfahrzeit, die kürzer oder länger als 48h ist, unterschieden.	UNIPER SE	Die ÜNB werden die Definitionen und die Datumsbezeichnung des BDEW-Dokumentes „Ergänzende Stammdatenmeldung zum Redispatch-Vermögen im Rahmen der Festlegung BK6-13-200 (Energieinformationsnetz)“ übernehmen.
55	539	65		Klarstellung: Bei den Anfahrzeiten bis zur Synchronisation aus dem kalten und warmen Zustand wird ausschließlich nur zwischen einer Anfahrzeit, die kürzer oder länger als 48h ist, unterschieden.	UNIPER SE	Die ÜNB werden die Definitionen und die Datumsbezeichnung des BDEW-Dokumentes „Ergänzende Stammdatenmeldung zum Redispatch-Vermögen im Rahmen der Festlegung BK6-13-200 (Energieinformationsnetz)“ übernehmen.
56	539	68	69, 70	Anmerkung: Bei Kombikraftwerken sind je nach Betriebsweise unterschiedliche Abfahrtszeiten und Gradienten möglich. Es wird nicht klar, welche Zeiten/Gradienten im Fall von Kombikraftwerken anzugeben sind.	bdew	Für die jeweilige Betriebsweise sind die entsprechenden Größen bilateral abzustimmen und anzugeben.

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

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

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

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

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

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

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
74	560	93		Die Info ist bereits in Prod_max beinhaltet -> Doppelmeldung?	bdew	Es handelt sich hier nicht um eine Doppelabfrage, da sich die Meldung der Nichtbeanspruchbarkeiten auf einen längeren Zeitraum in der Zukunft bezieht (bis zu zwei Jahre). Für diesen Zeitraum liegen keine Planungsdaten (Viertelstunden-Zeitreihen) vor. Bei einer Meldung für den Zeitraum bis D+2 liegen die Informationen über die Beanspruchbarkeit in beiden Meldungen vor. Dies ist allerdings aufgrund des unterschiedlichen Charakters der beiden Meldungen nicht als Doppelmeldung zu interpretieren. Im Übrigen sollen Planungsdaten bis auf Weiteres nur für einen geringen Anteil der Anlagen erhoben werden.
75	560	93		Anmerkung der Anlagenbetreiber: Falls hier die Meldung der Nichtbeanspruchbarkeit analog KWEP-Prozess gemeint ist, bedeutet diese für kleine Anlagen ab 1 MW einen erheblichen Zusatzaufwand, dessen Nutzen nicht absehbar ist. Nichtbeanspruchbarkeiten für kleine Anlagen werden häufig erst wenige Tage vor ihrem Auftreten gemeldet, so dass ein zusätzlicher Prozess für Nichtbeanspruchbarkeiten keine nennenswerten Vorteile bringt.	bdew	Nichtbeanspruchbarkeiten im Kurzzeitbereich sind durchaus nützlich; die ÜNB nehmen erfreut zur Kenntnis, dass diese Informationen bereits mehrere Tage im Voraus verfügbar sind. Der Sachverhalt wird in einem Foliensatz zur Begründung der Schwellenwerte am Workshop am 21. März näher erläutert.
76	560	94		Die Info ist bereits in Prod_max beinhaltet -> Doppelmeldung?	bdew	Es handelt sich hier nicht um eine Doppelabfrage, da sich die Meldung der Nichtbeanspruchbarkeiten auf einen längeren Zeitraum in der Zukunft bezieht (bis zu zwei Jahre). Für diesen Zeitraum liegen keine Planungsdaten (Viertelstunden-Zeitreihen) vor. Bei einer Meldung für den Zeitraum bis D+2 liegen die Informationen über die Beanspruchbarkeit in beiden Meldungen vor. Dies ist allerdings aufgrund des unterschiedlichen Charakters der beiden Meldungen nicht als Doppelmeldung zu interpretieren. Im Übrigen sollen Planungsdaten bis auf Weiteres nur für einen geringen Anteil der Anlagen erhoben werden.

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

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

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

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

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

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

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

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
96	567	106		Zum besseren Verständnis sollte der Energiegehalt ausführlicher erläutert werden. Mit der gegenwärtigen Beschreibung im Dokument kann nicht nachvollzogen werden, welche Information der ÜNB in diesem Zusammenhang benötigt.	UNIPER SE	Der Energiegehalt einer SSE bezeichnet die derzeit gespeicherte Energie in MWh, die in das Netz eingespeist werden könnte. Beispiel: Bei PSW ist der Energiegehalt die elektrische Energie, die aus dem aktuellen Speicherstand des/der Oberbecken in das Netz abgegeben werden kann (i.d.R. erfolgt die Bestimmung des Energiegehalts über den Wasserpegel des jeweiligen Oberbeckens, weitere Restriktionen sind ggf. mit einzurechnen).
97	567	107		Diese Leistung steht bei Wasserkraftwerken nicht online zur Verfügung, da Eingangsdaten nicht erfasst werden. Vor allem an Kleinwasserkraftwerken fehlen Eingangsdaten. Nur an wenigen großen Anlagen darstellbar. Nachrüstungskosten unverhältnismäßig groß.	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Die marktbasierter Abregelung von direktvermarkteten EE-SEE stellt eine der wichtigsten Echtzeitdaten dar, da der Umfang marktbasierter Abregelungen bei der EE-Hochrechnung und davon abgeleiteter EE-Prognosen berücksichtigt werden muss, um die wirksame EE-Netzeinspeisung möglichst genau zu bestimmen. Insbesondere bei größeren Anlagen, welche regelmäßig von EinsMan-Maßnahmen betroffen sind, ist dieses Echtzeitdatum erforderlich. Die ÜNB sehen hier aufgrund des Workshops mit Direktvermarktern mangels Planungsdaten keine andere Alternative. Netzbetreiber können sich mit dem Konstrukt (Einspeiseleistung, Dargebotsleistung, verfügbare Leistung und marktbasierter Abregelung) in Echtzeit ein vollständiges Bild über das Einspeiseverhalten machen und mögliche Änderungen im zeitnahen Einspeiseverhalten berücksichtigen. Änderungen der Einspeisung können so in ihrer Ursache immer nachvollzogen werden. Diese Information ist für Windenergie- und PV-Anlagen zu liefern. Insofern wird eine Präzisierung in Bezug auf bestimmte ET erfolgen.
98	567	107		Datenanforderung löschen, Die Lieferung einer validen Information ist nicht möglich. Detaillierte Erläuterung und Begründung siehe separates Schreiben	UNIPER SE	s. ID 97 Der Wert zum Zeitpunkt der Absenkung oder bei Änderungen der Absenkung in Form einer Echtzeitdate, stellt für die ÜNB ein hohen Mehrwert dar. Ergänzend sei Folgendes angemerkt: Die Sinnhaftigkeit der Lieferung dieser Information in Form von Planungsdaten haben bereits die DV auf den beiden Workshops in Frage gestellt und entsprechend argumentiert. Die Argumente schienen den ÜNB plausibel. Da die Information aus Sicht der ÜNB als Planungsdate nach wie vor als wichtig erscheint, werden Planungsdaten nun im ersten Schritt von Offshore-Windparks und HöS-Windparks eingefordert.

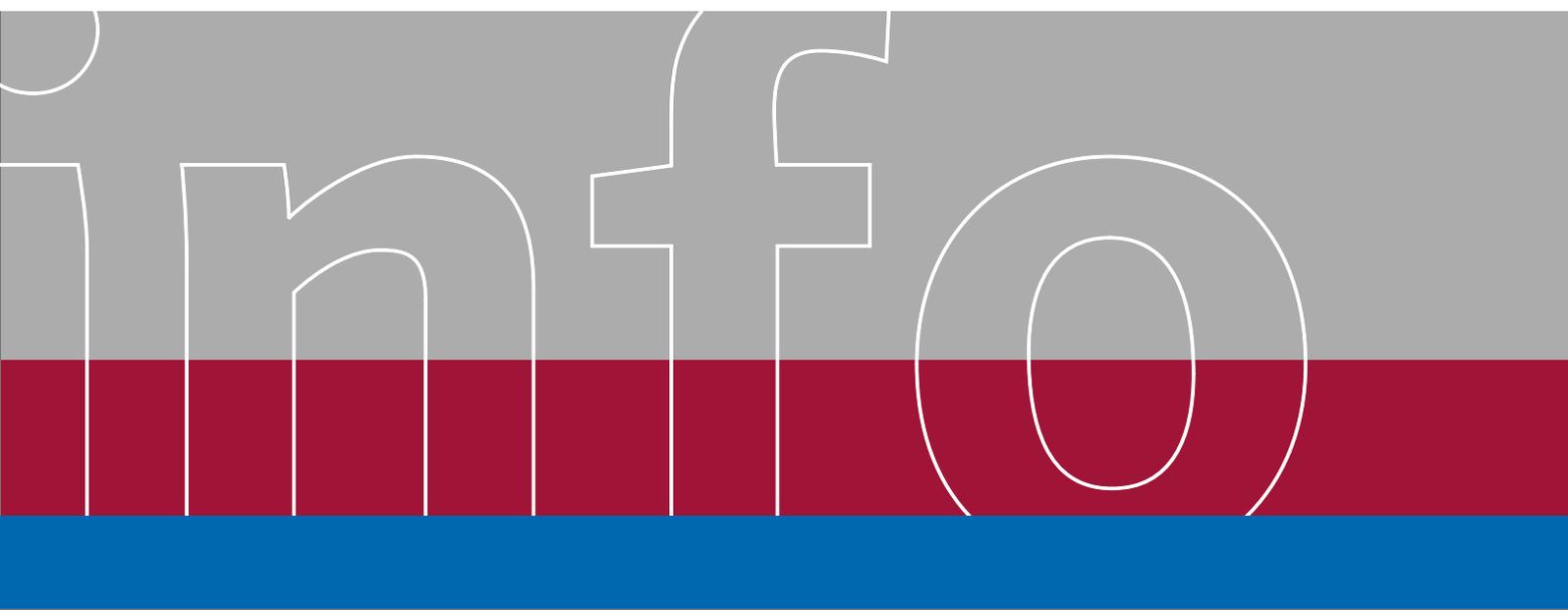
ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
99	571		Zeile 572 bis 576	Abstimmungsbedarf ÜNB/VNB zum Referenzanlagenmodell: Die VNB schlagen vor, das Referenzanlagenmodell zu diskutieren. Hier besteht Unklarheit, welcher Bedarf in den einzelnen Leistungsklassen existiert und wie die Abhängigkeiten voneinander sind (s. Zeile 571 u. 572).	bdew	Die ÜNB sehen durch die gezogene 1 MW-Grenze im Wesentlichen einen zusätzlichen Bedarf an Referenzanlagen für die PV-Hochrechnungen und zwar in Gebieten, in denen hochgerechnet werden soll und für die keine geeigneten repräsentativen PV-Anlagen >1 MW zur Verfügung stehen. Die konkrete Auswahl an Referenzanlagen ist mit den betroffenen VNB abzustimmen. Verallgemeinernde Aussagen scheinen hier wegen der Heterogenität von Netz- und Anlagenstrukturen nicht zielführend.
100	574			Bitte folgende Sätze ändern: Alt: Die Datenerfassung erfolgt durch den Anschlussnetzbetreiber. Es bietet sich an, die Echtzeitdaten von Referenzanlagen über die informatorische Kaskade, z.B. über Leitstellenkopplungen, in Abstimmung mit den VNB an die ÜNB weiterzuleiten. Neu: „Bei der Datenerfassung ist der Anlagenbetreiber der Datenlieferant. Es bietet sich an, die Echtzeitdaten von Referenzanlagen über die informatorische Kaskade, z.B. über Leitstellenkopplungen auf Basis einer Vereinbarung zwischen ÜNB und VNB vom Anschlussnetzbetreiber über die vorgelagerten Netzbetreiber an die ÜNB weiterzuleiten.“	bdew	Dieser prozessuale Hinweis ist nicht Gegenstand dieser Konsultation, wird aber bei der Datenorganisation berücksichtigt (Zustimmung der ÜNB).
101	577	114	115	Bitte ergänzen: richtungsselektiv Begründung: Die Wirkleistung und Blindleistung müssen richtungsselektiv übertragen werden (siehe auch UAG- Topologie-Papier 9.1.1, Seite 31)	bdew	Die Ergänzung der richtungsselektiven Übertragung von Wirk-/ und Blindleistung wird im Zuge der Datenorganisation berücksichtigt.
102	585	117	118, 119, 121, 122, 125, 126, 129, 130	Groß-SVE die nicht an das Höchst- oder Hochspannungsnetz angeschlossen sind müssen und können nicht im MaStR gemeldet werden. Siehe auch die veröffentlichten FAQs der BNetzA. Eine automatische Übernahme dieser Daten aus dem MaStR ist nicht möglich	ESF Elbe-Stahlwerke Feralpi GmbH	Die ÜNB werden den Hinweis berücksichtigen. Es sind, wie bereits in der GLDPM beschrieben, die Groß-SVE mit einem Anschluss an die HöS/HS relevant. Es gibt Groß-SVE auch in der Mittelspannung, allerdings ist derzeit keine Erfassung von Groß-SVE unterhalb der HS angedacht.
103	585	124		Anmerkung: Hier ggf. noch ergänzen (falls so gemeint), dass für Groß-SVE z.B. auch Betriebsferien eine vorläufige Stilllegung darstellen können.	bdew	Die ÜNB werden den Hinweis berücksichtigen. Eine mögliche Berücksichtigung erfolgt in der Prozess- und Formatausgestaltung (ggf. Ausgestaltung eines neuen Reason Code im Rahmen einer Nichtbeanspruchbarkeitsmeldung).

ID	Zeile	Lfd. Nr.	auch	Anmerkung (Änderungsvorschlag o.ä.)	Unternehmen / Organisation	Antwort der ÜNB
104	592	135	136, 137, 138, 139, 140	<p>Konsultationsdokument: Zu den bereitzustellenden Informationen zählen insbesondere Stammdaten, Planungsdaten und Echtzeitdaten."</p> <p>Anmerkung: Wie in der PG EIN schon andiskutiert gibt es SGUs, die z.B. nicht am Regelenergiemarkt teilnehmen und daher keine entsprechenden Planungsdaten haben. Für solche SGUs sollte klar gestellt werden, dass alle angefragten Daten nur dann zu liefern sind, wenn sie auch vorhanden sind, oder wenn die Daten normalerweise erwartet werden können. Später wird noch festzulegen sein, ob in diesem Fall ein „leerer Datensatz“ oder „0-Werte“ gesendet werden sollen.</p>	bdeW	<p>Die ÜNB sehen den Hinweis prinzipiell als relevant an. Der Objektbezug bezieht sich bei den Informationen zur Regelleistung auch nur auf Anlagen, die diese Leistung vorhalten. Damit sollte suggeriert werden, dass diese Information auch nur von diesen Anlagen zu melden ist.</p> <p>Die letztendliche Ausgestaltung der Meldung einschließlich der explizit zu meldenden Zeitreihen erfolgt im Rahmen der Prozessausgestaltung gemäß Artikel 40 Abs. 7.</p>
105	599	143	144	Mit Zuordnung der Groß-SVE zur MaLo-ID und zur Messlokationsnummer ist die Abfrage und Übermittlung von Echtzeitdaten an den zuständigen Messtellenbetreiber (im den meisten Fällen der Anschlussnetzbetreiber) zu richten.	ESF Elbe-Stahlwerke Feralpi GmbH	Diese Frage ist in der der sich dieser Konsultation anschließenden Prozessausgestaltung zu klären. Dieser Punkt wird ebenso in der Untergruppe der BDEW PG EIN, der AG Topologie, diskutiert werden.
106	599	143	144	<p>Bitte ergänzen: richtungsselektiv</p> <p>Begründung:</p> <p>Die Wirkleistung und Blindleistung müssen richtungsselektiv übertragen werden, auch wenn es sich hier um Verbraucher handelt. Der Estimator braucht einen richtungsselektiven Messwert</p>	bdeW	Die Ergänzung der richtungsselektiven Übertragung von Wirk-/ und Blindleistung wird im Zuge der Datenorganisation berücksichtigt.
107	599	143	144	<p>Bitte Begrifflichkeiten klären.</p> <p>Begründung:</p> <p>Definition für Netzanschlusspunkt und Netzverknüpfungspunkt im Zusammenhang mit geschlossenen Verteilernetzen erforderlich.</p>	bdeW	Die ÜNB sehen den Hinweis als relevant an. Allerdings ist die Behandlung von geschlossenen Verteilernetzen mit Blick auf die Meldung von Verbrauchs- und Erzeugungsinformationen eine prozessuale Fragestellung, die im Rahmen der Prozessausgestaltung gemäß Artikel 40 Abs. 7 erfolgen wird.

Energie-Info

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

19. Juli 2016



1 Einleitung und Hintergrund

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

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

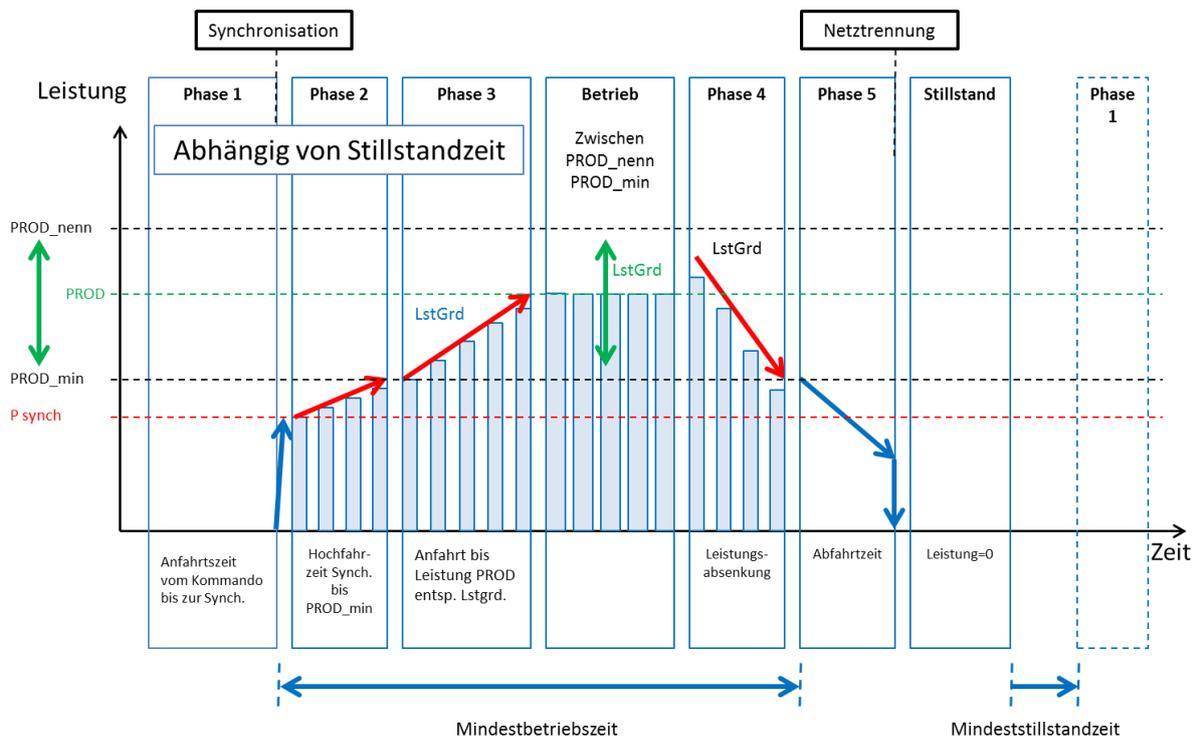


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Verwendung der zusätzlichen Stammdaten

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

2 Adressaten

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

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

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

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

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

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

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

3 Zu meldende Stammdaten

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

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

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

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

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

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

Tabelle 1: Zusatzangaben für Erzeugungsanlagen

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

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

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

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

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

4 Format der Meldung

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

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

5 Frist zur Umsetzung

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

6 Ansprechpartner:

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

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



UNIPER SE

Compliance & Regulation

E.ON-Platz 1
40479 Düsseldorf

www.uniper.energy

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

Düsseldorf, 07.03.2018

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

I. Grundsätzliche Anmerkungen

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

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

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

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

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

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

II. Stammdaten

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

III. Planungsdaten

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Dementsprechend ist diese Datenanforderung zu löschen.

IV. Echtzeitdaten

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

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

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