

# Umsetzung der "Generation and Load Data Provision Methodology" in Deutschland

## Konsultationsdokument - Stand: 10.02.2017

### Vorbemerkung

Die Bundesnetzagentur hat in Abstimmung mit den Regulierungsbehörden der anderen EU-Mitgliedsstaaten die von den europäischen Übertragungsnetzbetreibern erstellte Generation and Load Data Provision Methodology ("GLDPM") genehmigt. Die Umsetzung der GLDPM in Deutschland obliegt nun den deutschen Übertragungsnetzbetreibern 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH (nachfolgend "ÜNB").

### Inhalt

1	Rechtlicher Hintergrund .....	3
2	Zeitrahen und Prozess .....	6
3	Verwendung der angeforderten Daten .....	8
3.1	Regionale Betriebssicherheitsanalyse .....	8
3.2	Lastflussbasierte Kapazitätsberechnung .....	9
3.2.1	Modellierung der erwarteten Einspeisung bzw. des Verbrauchs .....	11
3.2.2	Simulation von möglicher Einspeisung bzw. des Verbrauchs .....	11
3.3	Zusätzliche Daten: Anwendungsfälle .....	12
3.3.1	Modellierung des Kraftwerkseinsatzes .....	12
3.3.2	Sensitivitäten HöS-Knoten vs. Grenzen .....	13
3.3.3	Marktbedingte Eingriffe in die EE-Erzeugung .....	14
3.3.4	Modellierung der HS-Ebene .....	16
4	Kategorien relevanter Funktionseinheiten .....	18
4.1	VNB-Netze .....	18
4.2	Erzeugung .....	19
4.2.1	Groß-NVR .....	19
4.2.2	EE-NVR .....	19
4.2.3	S-NVR .....	20
4.3	Verbrauchsstellen (VS) .....	20
5	GLDPM-Daten .....	21
5.1	Daten von Verteilungsnetzbetreibern .....	22
5.1.1	Stammdaten .....	22
5.1.2	Planungsdaten .....	22
5.2	Erzeugung .....	23

40	5.2.1	Stammdaten .....	23
41	5.2.2	Planungsdaten.....	24
42	5.3	Last.....	27
43	5.3.1	Stammdaten .....	27
44	5.3.2	Planungsdaten.....	28
45	6	Implementierungsvorschriften (Prozesse und Formate) .....	29
46	7	Anmerkungen zum Konsultationsdokument / Teilnahme am Konsultationsverfahren ....	30
47			

## 48 1 Rechtlicher Hintergrund

49

50 Das gemeinsame Netzmodell der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ("ÜNB") ist ein  
51 zentrales Element der europäischen Vorgaben zur Kapazitätsberechnung in der CACM  
52 Verordnung<sup>1</sup> und weiteren europäischen Rechtsquellen wie etwa der FCA Verordnung<sup>2</sup>.  
53 Diese Vorgaben betreffen die Kapazitätsberechnung für verschiedene Marktzeitbereiche; im  
54 Falle der CACM Verordnung sind dies der Day-Ahead- und der Intraday-Marktzeitbereich.  
55 Für jeden Zeitbereich, für den ein gemeinsames Netzmodell zu erstellen ist, hat jeder  
56 europäische Netzbetreiber ein Einzelnetzmodell zur Verfügung zu stellen. Die  
57 Einzelnetzmodelle werden dann zum gemeinsamen Netzmodell zusammengefügt.

58

59 Die Vorgaben der CACM Verordnung zur Erstellung des gemeinsamen Netzmodells werden  
60 in der Common Grid Model Methodology (Methode für das gemeinsame Netzmodell;  
61 nachfolgend CGMM) konkretisiert. Die CGMM wurde von den europäischen ÜNB entwickelt,  
62 öffentlich konsultiert und im Sommer 2016 den jeweiligen nationalen Regulierungsbehörden  
63 zur Genehmigung vorgelegt<sup>3</sup>. Die europäischen Regulierungsbehörden haben einige  
64 Änderungen an dem Entwurf der CGMM verlangt; perspektivisch wird im Mai 2017 eine  
65 genehmigte Fassung vorliegen.

66

67 Die Erstellung von Einzelnetzmodellen (und damit dem gemeinsamen Netzmodell) ist nur  
68 dann in hoher Qualität und dem zukünftig europaweit harmonisierten Format möglich, wenn  
69 die dafür erforderlichen Daten verfügbar sind. Die CACM Verordnung greift dieses  
70 Erfordernis auf und verpflichtet die europäischen ÜNB, eine Generation and Load Data  
71 Provision Methodology (Methode für die Bereitstellung der Erzeugungs- und Lastdaten;  
72 nachfolgend GLDPM) zu entwickeln, die die Verfügbarkeit der erforderlichen Daten  
73 gewährleisten soll.

74

75 Artikel 28 (1) und (2) der CACM Verordnung verweisen auf die GLDPM und bestimmen:  
76 "(1) Für jeden Kapazitätsberechnungszeitbereich gemäß Artikel 14 Absatz 1 übermittelt jede  
77 Erzeugungseinheit und jede Lasteinheit, die Artikel 16 unterliegt, dem für die jeweilige  
78 Regelzone verantwortlichen ÜNB innerhalb der festgelegten Fristen die in der Methode für  
79 die Bereitstellung der Erzeugungs- und Lastdaten genannten Daten.

80 (2) Jede Erzeugungseinheit und jede Lasteinheit, die Informationen gemäß Artikel 16 Absatz  
81 3 bereitstellt, liefert die zuverlässigsten praktikablen Schätzungen."

82

---

<sup>1</sup> Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management

<sup>2</sup> Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation

<sup>3</sup> Die den Regulierungsbehörden zur Genehmigung vorgelegte Fassung vom 27. Mai 2016 ist unter <https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/cacm/CGMM-2016-05-27-1400h.pdf> verfügbar.

83 Die europäischen Regulierungsbehörden haben sich darauf verständigt, den GLDPM-  
84 Entwurf der europäischen ÜNB<sup>4</sup> bis zum 11. Januar 2017 ohne Änderungen zu genehmigen.  
85 Die Zustimmung der Bundesnetzagentur erfolgte per Beschluss am 22. Dezember 2016.

86  
87 In ihrer gemeinsamen Stellungnahme zur GLDPM (verfügbar von [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de))  
88 schreiben die europäischen Regulierungsbehörden: "(...) All Regulatory Authorities consider  
89 the GLDPM provides appropriate checks and balances, which can be managed at a national  
90 level, and are therefore confident that the necessary data can be requested in an efficient  
91 and proportionate way to deliver the requirements of Regulation 2015/1222." Hierbei  
92 beziehen sie sich auf die in Artikel 3 der GLDPM formulierten Kriterien, die erfüllt sein  
93 müssen, wenn ein ÜNB auf der Grundlage der GLDPM die Bereitstellung von Daten  
94 verlangt:

- 95 • Die Daten müssen für die Erstellung des Einzelnetzmodells (oder die Erfüllung  
96 anderer für die Erstellung des gemeinsamen Netzmodells wesentlicher  
97 Verpflichtungen) erforderlich sein.
- 98 • Die Daten stehen dem ÜNB nicht auf einer anderen gesetzlichen oder vertraglichen  
99 Grundlage zur Verfügung.
- 100 • Die Daten müssen in der GLDPM beschrieben sein.

101  
102 Das Energiewirtschaftsgesetz sieht in §12 Absatz 4 bereits weitreichende  
103 Datenlieferungsverpflichtungen für Marktteilnehmer an Stromnetzbetreiber vor, wenn die  
104 Daten für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb notwendig sind. Sofern und soweit  
105 diese vorhandene gesetzliche Grundlage einschlägig ist, greift das in Artikel 3 der GLDPM  
106 enthaltene Subsidiaritätsprinzip. Im Übrigen ergibt sich die Datenlieferungsverpflichtung aus  
107 der GLDPM. Das heißt, dass im Rahmen der nationalen Umsetzung der GLDPM die Summe  
108 der in der GLDPM beschriebenen Daten sowohl auf Basis des § 12 Absatz 4 EnWG als auch  
109 auf Basis der GLDPM resp. Artikel 28 der CACM Verordnung angefordert wird.

110  
111 Ein unmittelbarer Bezug zum Prozess der Kapazitätsberechnung ist hinsichtlich der zu  
112 liefernden Daten nicht erforderlich. Die CACM Verordnung, die die rechtliche Grundlage für  
113 die GLDPM darstellt, zielt zwar wesentlich darauf ab, verbindliche europäische Vorgaben für  
114 den Prozess der Kapazitätsberechnung und -vergabe zu machen; sie erkennt jedoch explizit  
115 an, dass eine Kapazitätsberechnung ohne entsprechende Netzsicherheitsrechnungen nicht  
116 möglich ist. So bestimmt Artikel 19(3) der CACM Verordnung, dass "[d]ie Einzelnetzmodelle  
117 (...) alle Netzelemente des Übertragungsnetzes [umfassen], die in der regionalen  
118 Betriebssicherheitsanalyse für den betreffenden Zeitbereich verwendet werden." Der Begriff  
119 der regionalen Betriebssicherheitsanalyse ist entsprechend von zentraler Bedeutung in der  
120 GLDPM und wird darin an zahlreichen Stellen verwendet. Die Erforderlichkeit eines Datums  
121 für die regionale Betriebssicherheitsanalyse ist eine hinreichende Bedingung dafür, dass die  
122 ÜNB dieses Datum von den Adressaten der GLDPM anfordern dürfen.

123  
124 In dem vorliegenden Konsultationsdokument beschreiben die deutschen ÜNB die Daten, die  
125 in der GLDPM beschrieben sind und die die deutschen ÜNB bei den jeweils zur Lieferung

---

<sup>4</sup> Die den Regulierungsbehörden zur Genehmigung vorgelegte Fassung vom 13. Mai 2016 ist unter <https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/cacm/GLDPM-2016-05-16-1800h.pdf> verfügbar.

126 verpflichteten Funktionseinheiten entsprechend anfordern. Entsprechend den Vorgaben aus  
127 Artikel 16(6) der CACM Verordnung stellen die ÜNB - jeweils getrennt nach verschiedenen  
128 Kategorien von Funktionseinheiten - die bereitzustellenden Informationen dar und nennen  
129 die jeweiligen Fristen für die Bereitstellung der Informationen. Die GLDPM sieht vor, dass die  
130 Fristen hierbei nicht enger sein dürfen als die in Artikel 16 der GLDPM genannten  
131 Standardfristen. Neben der Beschreibung der Datenbedarfe und den Fristen für die  
132 Übermittlung der Daten enthält das Konsultationsdokument auch einen Entwurf der  
133 Implementierungsvorschriften. Die Implementierungsvorschriften setzen sich zusammen aus  
134 Prozessbeschreibungen und Formatbeschreibungen.

135

136 Die ÜNB erfüllen hiermit die Implementierungspflichten aus Artikel 18 der GLDPM, der ihnen  
137 vorgibt

- 138 • Datenbedarfslisten zu erstellen und diese auch an ENTSO-E zur Veröffentlichung  
139 weiterzugeben und
- 140 • einen Entwurf der Implementierungsvorschriften zur Übermittlung der Daten zu  
141 erarbeiten.

142 Das vorliegende Dokument dient auch zur Information der zur Lieferung von Daten  
143 verpflichteten Funktionseinheiten als Teil der Kontaktaufnahme durch den Anschluss-ÜNB.

144

## 145 2 Zeitrahmen und Prozess

146

147 Im vorliegenden Abschnitt "2. Zeitrahmen und Prozess" möchten die ÜNB das angestrebte  
148 Vorgehen bei der Umsetzung der GLDPM in Deutschland beschreiben und in diesem  
149 Zusammenhang auch auf die Abstimmung mit den verschiedenen beteiligten Akteuren  
150 eingehen. Hierbei sollen zunächst die vorgesehenen Fristen angesprochen werden, die  
151 kürzer sind als bei vergleichbaren früheren, auf nationalen Vorgaben beruhenden Vorhaben.

152

153 Der Projektplan der ÜNB sieht für die Abstimmung der Implementierungsvorschriften  
154 einschließlich der Datenbedarfslisten einen Zeitraum von über zwei Monaten (vom 13.  
155 Februar bis zum 28. April 2017) vor. Bis zum 07. April haben alle beteiligten Akteure die  
156 Möglichkeit, Stellungnahmen zu dem Konsultationsdokument der ÜNB abzugeben, die an  
157 zwei Workshops (jeweils einem für VNB und einem für Erzeugung/Last) diskutiert werden  
158 sollen. Die Workshop-Termine und -Veranstaltungsorte sind wie folgt:

159

160 Mittwoch, 26. April 2017: VNB-Workshop

161 10:30h bis 16:00h

162 Berlin (der genaue Veranstaltungsort ist noch nicht festgelegt; registrierte Teilnehmer werden  
163 rechtzeitig hierüber informiert)

164 Für diesen Workshop ist eine Anmeldung ab sofort bis zum 07. April, 18:00h, über das  
165 folgende Web-Formular möglich:

166 <https://app.smartsheet.com/b/form?EQBCT=2c738c3678eb478da2b804c12f09cfa6>

167

168 Donnerstag, 27. April 2017: Workshop Erzeugung / Last

169 10:30h bis 16:00h

170 Berlin (der genaue Veranstaltungsort ist noch nicht festgelegt; registrierte Teilnehmer werden  
171 rechtzeitig hierüber informiert)

172 Für diesen Workshop ist eine separate Anmelde-Webseite eingerichtet, über die  
173 Anmeldungen ab sofort und bis zum 07. April, 18:00h, entgegengenommen werden:

174 <https://app.smartsheet.com/b/form?EQBCT=9273466c3d904ba8bc14f8f7564c1620>

175

176 Im Anschluss sollen in zwei weiteren Projektphasen - soweit erforderlich - bestehende  
177 Prozess- und Formatbeschreibungen angepasst und ggffls. erweitert, resp. weitere  
178 Formatbeschreibungen erstellt werden. Für diese Projektphasen ist jeweils etwa ein weiterer  
179 Monat vorgesehen (Prozessbeschreibungen: 01. Mai bis 02. Juni; Formatbeschreibungen:  
180 05. Juni bis 07. Juli). Im Juli planen die ÜNB, die finalen Implementierungsvorschriften in  
181 einem weiteren Workshop vorzustellen. Im Anschluss daran stehen für die fristgerechte  
182 Umsetzung und IT-mäßige Implementierung der GLDPM bis zum 11. Januar 2018 sechs  
183 Monate zur Verfügung.

184

185 Diese verglichen mit den Gepflogenheiten des deutschen Marktes relativ knappen Zeiträume  
186 sind den auf die entsprechenden europäischen Rechtsquellen zurückgehenden Fristen  
187 geschuldet. Es sei an dieser Stelle daran erinnert, dass die auf Grundlage der GLDPM  
188 angeforderten Daten für die Erstellung von qualitativ hochwertigen, die Netzsituation  
189 möglichst genau beschreibenden und auf einem harmonisierten Format basierenden  
190 Einzelnetzmodellen benötigt werden, die wiederum für die Erstellung des gemeinsamen

191 Netzmodells unabdingbar sind. Für den Beginn der regelmäßigen Erstellung des  
192 gemeinsamen Netzmodells sind in den einschlägigen Rechtsquellen - insbesondere der  
193 Common Grid Model Methodology (CGMM) - feste Daten vorgesehen, denen sich auch die  
194 deutschen ÜNB nach Genehmigung durch die Regulierungsbehörden nicht entziehen  
195 können, wollten sie nicht riskieren, die Einführung des gemeinsamen Netzmodells zu  
196 verzögern.

197  
198 Im Übrigen hat sich auch die Beschlusskammer 6 in ihrem Beschluss im Verfahren BK6-16-  
199 051 mit den Umsetzungsfristen bereits auseinandergesetzt.

200  
201 Der Beschluss stellt klar, dass der in der GLDPM vorgesehene Implementierungszeitrahmen  
202 für die ÜNB verbindlich ist (S. 5). Die Beschlusskammer greift auch die Frage der Fristen  
203 explizit auf: "Die im GLDPM-Vorschlag durch die ÜNB ausgearbeiteten Umsetzungsfristen  
204 sind an den Zielen der CACM-VO insbesondere dem Ziel einer zeitnahen Einführung eines  
205 gemeinsamen Netzmodells zu messen. Da es sich bei der Entwicklung eines gemeinsamen  
206 Netzmodells um einen essentiellen Baustein zur Verwirklichung des europäischen  
207 Binnenmarktes in der Elektrizitätswirtschaft handelt, sind auch ambitionierte Fristen nicht per  
208 se zu beanstanden. Dies gilt insbesondere dann, wenn diese Fristen nicht apodiktisch  
209 gesetzt werden, sondern wie in Art. 18 Abs. 4 GLDPM-Vorschlag auch darauf abgestellt  
210 wird, dass die Datenlieferungsprozesse zunächst eine hinreichende Testphase absolviert  
211 haben müssen. (...) Insoweit kann die Beschlusskammer keinen Umstand erkennen, dass  
212 die in Art. 18 GLDPM-Vorschlag enthaltenen Fristen unangemessen wären." (S. 6)

213  
214 Insbesondere erteilt die Beschlusskammer auch der Möglichkeit einer Umgehung oder  
215 Überschreitung der GLDPM-Fristen durch eine weitere nationale Konsultation eine Absage:  
216 "[Ein] (...) nationale[r] Konsultationsprozess mit der Branche ist vorliegend aufgrund der  
217 zeitlichen Vorgaben und Fristen für die Genehmigung durch die nationalen  
218 Regulierungsbehörden durch die CACM-VO der Beschlusskammer nicht möglich. Für die  
219 vorliegende Entscheidung steht der Beschlusskammer nach Art. 9 Abs. 10 CACM-VO ein  
220 Zeitraum von sechs Monaten nach Eingang der Geschäftsbedingungen oder Methoden bei  
221 der letzten betroffenen Regulierungsbehörde zur Verfügung. Insoweit ist die vorliegende  
222 Entscheidung bis zum 10.01.2017 zu treffen. Ergeht die Entscheidung nicht innerhalb dieser  
223 Frist, geht die Entscheidungsbefugnis nach Art. 9 Abs. 11 CACM-VO auf ACER über, eine  
224 nationale Entscheidung ist dann nicht mehr möglich. Käme die Beschlusskammer der  
225 Forderung (...) nach Start einer nationalen Konsultation mit den üblichen Konsultationsfristen  
226 zum jetzigen Zeitpunkt nach, könnten die Konsultationsbeiträge in dem vorliegenden  
227 Verfahren durch die Beschlusskammer nicht mehr berücksichtigt werden. Eine solche  
228 Konsultation ist im Verfahrensprogramm der CACM-VO auch nicht vorgesehen. Zudem ist zu  
229 berücksichtigen, dass nach Art. 12 CACM-VO dem Antrag der ÜNB bereits eine Konsultation  
230 auf europäischer Ebene vorgeschaltet war. Wie dargelegt, wurde diese Konsultation  
231 ordnungsgemäß durchgeführt, wobei die eingegangenen Stellungnahmen ausreichend  
232 gemäß Artikel 12 Abs. 3 CACM-VO dokumentiert, ausgewertet und teilweise übernommen,  
233 teilweise begründet abgelehnt wurden." (S. 7)

234

### 235 3 Verwendung der angeforderten Daten

236

237 Der vorliegende Abschnitt erläutert in allgemeiner Weise die Verwendung der im Rahmen  
238 der GLDPM-Umsetzung von den ÜNB angeforderten Daten. Dabei wird zunächst der Begriff  
239 der regionalen Betriebssicherheitsanalyse erklärt, der von zentraler Bedeutung ist.  
240 Anschließend wird die Methodik der Kapazitätsbestimmung aufskizziert, um die Verwendung  
241 der (zusätzlichen) Daten zu beschreiben. Der Nutzen der (zusätzlichen) Daten wird in einem  
242 separaten Abschnitt anhand einiger Beispiele illustriert.

243

#### 244 3.1 Regionale Betriebssicherheitsanalyse

245

246 Damit rund um die Uhr ein sicherer Netzbetrieb gewährleistet werden kann, müssen die ÜNB  
247 Probleme im Stromnetz frühzeitig erkennen und präventiv Gegenmaßnahmen einleiten.  
248 Hierzu führen die Übertragungsnetzbetreiber sog. regionale Betriebssicherheitsanalysen  
249 durch.

250

251 Eine regionale Betriebssicherheitsanalyse umfasst grundsätzlich alle computerbasierten,  
252 manuellen und automatischen Aktivitäten, welche zur Bewertung der Betriebssicherheit im  
253 Übertragungsnetz sowie zur Ermittlung von Gegenmaßnahmen zur Wahrung der  
254 Betriebssicherheit nötig sind<sup>5</sup>.

255

256 Im Detail führen die deutschen ÜNB heute die folgenden Prozesse zur regionalen  
257 Betriebssicherheitsanalyse durch:

258

- "Week-ahead Planning Process" und "präventiven Redispatch Prozess": Im Rahmen dieser Prozesse ermitteln die deutschen ÜNB täglich bis zu sieben Tage im Voraus den erwarteten Netzzustand und ermitteln bei Gefährdungen, ggf. mit internationalen Partnern, mögliche Gegenmaßnahmen, welche aufgrund der teilweise hohen Vorlaufzeiten, wie z.B. beim Einsatz von Reservekraftwerken, frühzeitig angewiesen werden müssen.

259

- "Coordinated Security Assessment": Im Rahmen dieses Prozesses wird von den 13 in der TSO Security Cooperation (TSC) organisierten ÜNB sowohl am Vortag als auch untertäglich stündlich rollierend eine regionale Betriebssicherheitsanalyse durchgeführt, um Probleme im Stromnetz zu identifizieren und geeignete, ggf. grenzüberschreitende Gegenmaßnahmen zu ermitteln. Hierzu wird bereits heute mit den verfügbaren Daten ein gemeinsames Netzmodell erstellt.

260

261 Die regionale Betriebssicherheitsanalyse stellt somit einen grundlegenden Prozess in der  
262 Betriebsführung der ÜNB dar und ist eng mit der Kapazitätsberechnung verzahnt, um auch  
263 bei hohem Transportbedarf und einem hohen Anteil volatiler Einspeisungen einen jederzeit  
264 sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes gewährleisten zu können. Die Verlagerung der  
265 Einspeisung in die Verteilungsnetze führt zum Erfordernis, die daraus resultierenden Effekte  
266 detailliert abzubilden, um die erheblichen Auswirkungen auf das Übertragungsnetz  
267 rechtzeitig zu erkennen und zu bewerten.

---

<sup>5</sup> Vgl. auch die Definition in Artikel 3 (50) der voraussichtlich im Sommer 2017 in Kraft tretenden Commission Regulation (...) establishing a guideline on electricity transmission system operation.

278  
279

### 280 3.2 Lastflussbasierte Kapazitätsberechnung

281

282 Ziel der Kapazitätsberechnung ist, dem Strommarkt die maximale im Rahmen des sicheren  
283 Netzbetriebs mögliche Übertragungskapazität zur Verfügung zu stellen. Das Zielmodell für  
284 die Kapazitätsberechnung ist die sog. „lastflussbasierte Kapazitätsberechnung“ (Flow-Based-  
285 Verfahren), welches heute bereits in der CWE-Region angewendet wird. Dieses Verfahren  
286 wird im Folgenden weiter beschrieben.

287 Im Rahmen des Flow-Based-Verfahrens wird die freie Kapazität für relevante kritische  
288 Zweige bestimmt. Kritische Zweige sind Betriebsmittel im Übertragungsnetz (Leitungen oder  
289 Transformatoren), auf denen es bei Normalbetrieb oder Ausfall eines oder mehrerer anderer  
290 Betriebsmittel (N-1-Prinzip) gemäß den Ergebnissen der regionalen  
291 Betriebssicherheitsanalyse zu Überlastungen kommen kann. Kritische Zweige können  
292 grundsätzlich an jedem Ort im Übertragungsnetz liegen und sind nicht auf die  
293 Kuppelleitungen zwischen Marktgebieten (Gebotszonen) beschränkt. Die Genauigkeit der  
294 Berechnung hängt wesentlich vom Detailgrad der Eingangsgrößen ab, die bei der Flow-  
295 Based-Kapazitätsberechnung verwendet werden. Im Vordergrund steht hierbei die  
296 Genauigkeit eines gemeinsamen Netzmodells, z.B. des D2CF (2 Day Ahead Congestion  
297 Forecast) Netzmodells, welches die Grundlage für die Flow-Based-Berechnung bildet. In  
298 diesem Datensatz bildet jeder beteiligte ÜNB den erwarteten Systemzustand seiner  
299 Regelzone für übermorgen ab. Hier sind unter anderem folgende Informationen inkludiert:

- 300 • Struktur und elektrische Daten des in der Betriebssicherheitsanalyse zu
- 301 betrachtenden Netzbereiches
- 302 • Kraftwerkseinsatzplanung
- 303 • Lastsituation
- 304 • Einspeisung aus erneuerbaren Energieträgern

305

306 Für die erwartete Einspeisung aus erneuerbaren Energieträgern sowie die Lastsituation kann  
307 der ÜNB Prognosen heranziehen. Über die Kraftwerkseinsatzplanung von übermorgen  
308 hingegen können wegen der erst am Vortag stattfindenden Markträumung und folgenden  
309 Einsatzplanung seitens der Kraftwerksbetreiber nur Annahmen getroffen werden. Diese  
310 orientieren sich an der erwarteten Lastsituation sowie Energieträger und Erzeugungskosten  
311 der Kraftwerke.

312

313 Auf Grundlage dieser Informationen wird eine Lastflussberechnung durchgeführt, welche den  
314 sogenannten Referenzfluss für die kritischen Zweige ergibt und Ausgangspunkt für die  
315 Kapazitätsberechnung ist. Der Referenzlastfluss für die kritischen Zweige wird dabei für eine  
316 Lastflusssituation ermittelt, in der der Export oder Import über die deutschen Außengrenzen  
317 den im Rahmen der Jahres- und Monatsauktionen erworbenen Kapazitäten entspricht, die  
318 auch tatsächlich durch die Marktteilnehmer in Anspruch genommen werden<sup>6</sup>. Dieser  
319 Referenzfluss wird nun zusammen mit einer Sicherheitsmarge (federt

---

<sup>6</sup> Nicht in Anspruch genommene Rechte an Langfristkapazitäten werden dem day-ahead-MarketCoupling Prozess bzw. der expliziten day-ahead Auktion zur Verfügung gestellt (Verfahren hängt von der Außengrenze zum jeweiligen Land ab)

320 Prognoseungenauigkeiten ab) von der maximal möglichen Stromtragfähigkeit des kritischen  
321 Zweiges subtrahiert. Das Resultat dieser Subtraktion stellt den für den Markt auf einem  
322 kritischen Zweig nutzbaren Leistungsbereich dar. Je geringer also die  
323 Prognoseungenauigkeit ausfällt, desto geringer fällt die Sicherheitsmarge bzw. desto größer  
324 das dem Markt zur Verfügung stehende Übertragungsvermögen aus.

325  
326 Danach wird mit Hilfe von GSKs (**Generation Shift Keys**) ein zusätzlicher Energieaustausch  
327 zwischen den am Flowbased-Market-Coupling partizipierenden Marktgebieten simuliert. Die  
328 GSKs stellen dar, wie sich Ort und Höhe der Erzeugung in den Marktgebieten durch den  
329 Energieaustausch zwischen diesen ändert.

330  
331 Die dem Markt zur Verfügung stehende Marge pro kritischem Zweig im (n-1)-Fall mit den  
332 entsprechenden Sensitivitäten (PTDF) bestimmen die verfügbaren Übertragungskapazitäten  
333 zwischen den Marktgebieten..

334  
335 Für die Kapazitätsberechnung ist es daher unabdingbar, die Höhe und Sensitivität aller  
336 Einspeisungen und Lasten je Netzknoten im Höchstspannungsnetz (HöS-Netz) möglichst  
337 genau zu bestimmen. Dies ist jedoch immer schwieriger, da aufgrund der bereits seit  
338 längerem zu beobachtenden Verlagerung der Erzeugung in die VNB-Spannungsebenen, die  
339 zudem noch sehr volatil und zum Teil schlecht zu prognostizieren ist, der Einfluss der  
340 unterlagerten Erzeugung auf die Lastflüsse im HöS-Netz stark angestiegen ist und sich als  
341 Trend weiter fortsetzen dürfte. Die Frage, welche Übertragungskapazitäten dem Markt  
342 zwischen den Marktgebieten für einen marktpreisbasierten Austausch zur Verfügung gestellt  
343 werden können, kann daher nicht mehr hinreichend genau ohne die Beachtung der  
344 Lastflussrückwirkungen aus den Verteilungsnetzen beantwortet werden. Zur  
345 Berücksichtigung dieser Effekte reicht jedoch eine aggregierte Lastflussprognose je HöS-  
346 Netzknoten aus folgenden Gründen nicht aus:

- 347 • Der Lastfluss in einem vermascht betriebenen Hochspannungsnetz (HS-Netz) mit  
348 mehreren Netzknoten zum HöS-Netz steht in Wechselwirkung mit dem Lastfluss im  
349 Übertragungsnetz. Dies gilt sowohl im Normalbetrieb, aber insbesondere bei  
350 Ausfällen von Betriebsmitteln im HöS- oder HS-Netz. Die vom ÜNB durchgeführten  
351 N-1 Rechnungen müssen diesen Umstand berücksichtigen können.
- 352 • Zur Berücksichtigung von Prognoseunsicherheiten von Lasten und Erzeugern muss  
353 der ÜNB deren einheitenscharfe Sensitivität je HöS-Netzknoten bei aktueller  
354 Topologie im HS-Netz kennen.
- 355 • Die Simulation der Auswirkung von Energieaustauschen zwischen den  
356 Marktgebieten mittels GSK setzt voraus, dass der ÜNB Kenntnis über die  
357 einheitenscharfe Sensitivität je HöS-Netzknoten hat und die nötigen Attribute wie  
358 Verfügbarkeit, Erzeugungskosten oder technische Grenzen den Anlagen zuordnen  
359 kann. Auch der Effekt marktpreisbedingter reduzierter Einspeisungen kann nur dann  
360 korrekt berücksichtigt werden, wenn die Sensitivitäten dieser Anlagen auf die HöS-  
361 Netzknoten bekannt sind.

362  
363 Die Sicherheitsmarge wird pro kritischem Zweig anhand einer statistischen Auswertung des  
364 Prognosefehlers bestimmt: Für historische Daten wird der auf Grundlage des Flow-Based  
365 Verfahrens ermittelte erwartete Lastfluss mit dem real aufgetretenen Lastfluss verglichen.

366 Aus diesen Beobachtungen lässt sich die Verteilung des Fehlers und damit die Höhe der  
367 Sicherheitsmarge ableiten.

368

369 Um die hier beschriebenen Analysen durchführen zu können, werden von  
370 Erzeugungsanlagen und Lasten zwei große Gruppen von Daten benötigt. Die erste Gruppe  
371 von Daten ermöglicht eine Modellierung der erwarteten Einspeisung bzw. des erwarteten  
372 Verbrauchs. Die zweite Gruppe von Daten erlaubt es den ÜNB, die (vom erwarteten Wert  
373 abweichende) mögliche Erzeugung resp. den möglichen Verbrauch zu simulieren. Die im  
374 nachfolgenden Abschnitt 5 beschriebenen Einzeldaten für Erzeugung und Last fallen stets in  
375 eine der beiden Gruppen.

376

### 377 3.2.1 Modellierung der erwarteten Einspeisung bzw. des Verbrauchs

378

379 Für eine qualitativ hochwertige Berechnung des Lastflusses im europäischen Stromnetz ist  
380 es erforderlich, die erwartete Einspeisung bzw. den Verbrauch in geeigneter regionaler  
381 Auflösung im gemeinsamen Netzmodell zu modellieren. Die Güte dieser Modellierung hat  
382 direkten Einfluss auf die verfügbare Übertragungskapazität zwischen Marktgebieten. Das  
383 heißt, je genauer diese Modellierung erfolgt, desto treffsicherer ist die Kapazitätsberechnung.  
384 Der ÜNB benötigt daher grundsätzlich alle Einspeise- und Verbrauchsdaten in hinreichender  
385 regionaler Auflösung. Einen Teil dieser Daten kann der ÜNB selbst prognostizieren. Dieses  
386 Verfahren ist aber nur solange hinreichend genau, wie ein einfach prognostizierbares  
387 Einspeise- oder Verbrauchsverhalten vorliegt. Für aktiv am Markt teilnehmende  
388 Erzeugungseinheiten/Verbraucher ist dies nicht möglich. Die Wirkung der einzelnen Anlage  
389 auf den Lastfluss variiert abhängig vom marktbedingten Leistungsaustausch einer  
390 Erzeugungseinheit/Last am Netzanschluss und der sich aus der Netztopologie ergebenden  
391 Sensitivität auf kritische Zweige. Diese Auswirkung hängt stark vom einzelnen  
392 Netznutzungsfall, z.B. von der Höhe und Richtung internationaler Handelsflüsse oder der  
393 aktuellen Netztopologie, ab.

394

### 395 3.2.2 Simulation von möglicher Einspeisung bzw. des Verbrauchs

396

397 Das grundlegende Verfahren der Kapazitätsberechnung ist, die Auswirkung von  
398 Austauschen auf die Auslastung von Netzelementen zu simulieren und auf dieser Grundlage  
399 die zwischen Marktgebieten maximal möglichen Leistungsaustausche zu bestimmen. Für die  
400 Simulation von Austauschen ist wichtig:

- 401 • Einordnung von Erzeugungseinheiten und Verbrauchern in eine merit-order (vgl.  
402 Erläuterungen zur Relevanz der Kenntnis von variablen Kosten im nachfolgenden  
403 Abschnitt 3.3).
- 404 • Berücksichtigung der marktlich möglichen Erzeugungsbandbreite von Erzeugern, d.h.  
405  $P_{max}$  abzüglich nicht marktlich genutzter Leistungsscheiben wie  
406 Regelleistungsvorhaltung oder Besicherung.

407

408 Hinsichtlich der regionalen Abbildung der marktaktiven Einheiten im Netzmodell gilt, dass die  
409 Auswirkung von Austauschen auf den Lastfluss (und damit die verfügbaren  
410 Übertragungskapazitäten) nur dann korrekt abgeschätzt werden kann, wenn die  
411 marktaktiven Erzeugungseinheiten und Lasten im vermaschten Netz auch elektrisch richtig

412 zugeordnet sind. Dies gilt insbesondere auch für das Verteilungsnetz. Hieraus folgt, dass  
413 eine rein statische Zuordnung von Erzeugungseinheiten und Lasten im vermaschten  
414 Verteilungsnetz zu den HöS-Knoten zur Simulation der Erzeugungsverlagerung nicht  
415 ausreicht.

416

417 Eine ungenaue Modellierung hat folgende Konsequenzen:

418 - Kurzfristig resultiert hieraus eine Unter- oder Überschätzung der  
419 Übertragungskapazität, was entweder zu einer unnötigen Einschränkung des  
420 Stromhandels oder zu Gegenmaßnahmen der ÜNB führt.

421 - Langfristig bewirken Fehleinschätzungen der Übertragungskapazität eine Erhöhung  
422 der Sicherheitsmarge und damit eine Reduzierung der Übertragungskapazität .

423

424

### 425 **3.3 Zusätzliche Daten: Anwendungsfälle**

426

427 Im vorliegenden Abschnitt soll die Erforderlichkeit der (zusätzlichen) Daten an Beispielen  
428 aufgezeigt werden.

429

#### 430 **3.3.1 Modellierung des Kraftwerkseinsatzes**

431

432 Artikel 10(1)(g) der GLDPM erlaubt die Forderung nach der prognostizierten  
433 Wirkleistungserzeugung ("forecast active power output"). Dieses Datum, welches den ÜNB  
434 heute insbesondere zum Zeitpunkt D-2 noch nicht zur Verfügung steht, ist aus folgendem  
435 Grund relevant: Die Kapazitätsberechnung basiert auf einem Netzmodell, in welchem die  
436 erwartete Einspeisung abgebildet werden muss. Dieses Netzmodell stellt die Grundlage der  
437 Kapazitätsberechnung dar. Zur Berechnung der Kapazitäten werden zusätzliche Austausche  
438 simuliert. Hierfür ist wichtig zu wissen, welche Erzeugungseinheiten resp. Marktteilnehmer  
439 diese zusätzlichen Austausche verursachen könnten. Eine solche Einschätzung lässt sich  
440 insbesondere auf die prognostizierte Wirkleistungserzeugung abstützen.

441 Allerdings wäre eine Übermittlung dieser Daten durch die entsprechenden Marktteilnehmer  
442 für diese mit hohem Aufwand verbunden, wenn die Daten belastbar sein sollen: Im Grunde  
443 genommen ist hierfür von jedem Betroffenen eine Prognose auf Basis eines Marktmodells  
444 erforderlich. Die ÜNB schlagen darum eine für die Marktteilnehmer aufwandsärmere Lösung  
445 vor, indem die ÜNB selbst die Wirkleistungserzeugung prognostizieren. Als Eingangsdaten  
446 hierfür benötigen die ÜNB Daten der Marktteilnehmer, die sie im Rahmen der GLDPM-  
447 Umsetzung anfordern, nämlich die Nichtbeanspruchbarkeiten der Kraftwerke und die  
448 verschiedenen Bestandteile der variablen Kosten. Auf Basis dieser Daten können die ÜNB  
449 eine Merit Order erstellen und damit das Netzmodell optimieren sowie die Genauigkeit der  
450 oben erwähnten Generation Shift Keys (GSKs) verbessern. Dies wird eine im Vergleich zum  
451 Status Quo deutlich bessere Prognose der geographischen Verteilung der  
452 Wirkleistungserzeugung ermöglichen.

453

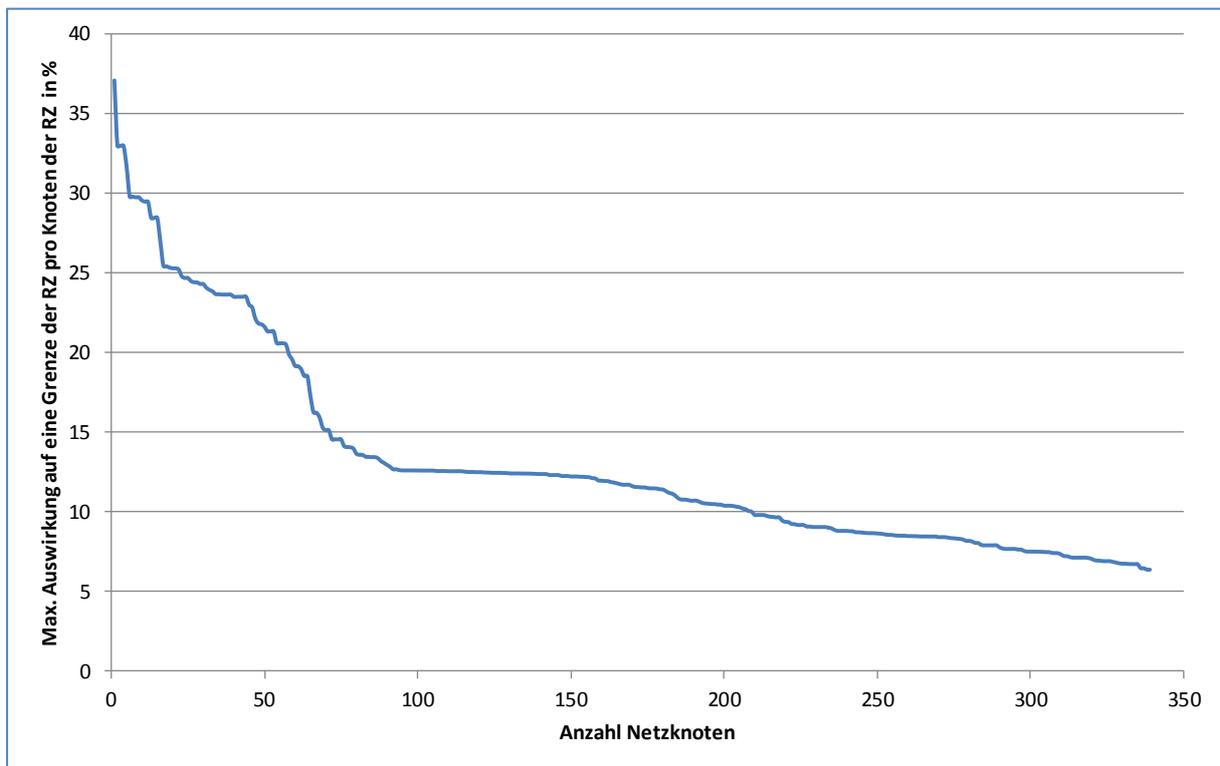
454

## 455 3.3.2 Sensitivitäten HöS-Knoten vs. Grenzen

456

457 Die zweite Illustration bezieht sich weniger auf ein konkretes Datum als vielmehr auf den  
 458 Zusammenhang zwischen Lastflussverschiebungen an Knoten des HöS-Netzes und  
 459 Lastflüssen auf den engpassbehafteten Grenzen. Die nachfolgende Graphik zeigt  
 460 exemplarisch für jeden HöS-Netzknoten einer deutschen Regelzone dessen maximale  
 461 Auswirkung auf den Leistungsaustausch an einer engpassbehafteten Grenze dieser  
 462 Regelzone<sup>7</sup>. Die Sensitivität gibt an, um wieviel MW sich der Lastfluss an einer  
 463 engpassbehafteten Grenze maximal ändert, wenn sich der Lastfluss an dem betreffenden  
 464 HöS-Knoten um ein MW ändert. In keinem Fall liegt diese Sensitivität unter 6%; die höchsten  
 465 Werte übersteigen 35%.

466



467

468 **Abbildung 1: Maximale Sensitivitäten pro HöS-Netzknoten**

469

470 Diese Analyse unterstreicht sehr deutlich den Wert einer möglichst genauen Modellierung für  
 471 die Kapazitätsberechnung. Die Auswirkungen von Fehlern können beträchtlich sein.

472

<sup>7</sup> Methodik: Auf Grundlage des ENTSO-E Winter Referenz-Datensatzes Winter 2017 wurde für jeden Netzknoten der Regelzone die Wirkung eines Leistungsaustausches mit Erzeugungsknoten außerhalb Deutschlands berechnet. Hierbei wurden die Leistungsänderungen an den Erzeugungseinheiten außerhalb Deutschlands proportional verteilt. Anschließend wurde für jeden Knoten die Änderung des Summenlastflusses auf den Kuppelleitungen zu jedem der benachbarten Marktgebiete gebildet und als geordnete Dauerlinie dargestellt.

### 473 3.3.3 Marktbedingte Eingriffe in die EE-Erzeugung

474 In Deutschland sind Anfang des Jahres 2017 rund 39 GW an Photovoltaik- und 45 GW an  
475 Windenergieleistung installiert. Davon wurden im Falle der Photovoltaik rund 8,3 GW (21%)  
476 und im Falle der Windenergie rund 41,4 GW (92%) gemäß §21b Abs.1 EEG 2017  
477 direktvermarktet.

478 Die Kenntnis über die Einspeisung von Erneuerbaren basiert auf Prognosen und  
479 Hochrechnungen, die von einem meteorologischen Dargebot ausgehen. Diese können  
480 aufgrund verschiedenster Einflüsse z.B. unerwartete Wettereinflüsse, fehlerbehaftet sein.  
481 Finden zusätzlich marktbasierter Eingriffe statt, kann der ÜNB Lastflusseffekte nicht mehr  
482 bestimmen.

483 Beim direktvermarkteten Anteil der dargebotsabhängigen EE-Anlagen gilt zu Zeiten sehr  
484 niedriger Strompreise nicht mehr der Grundsatz, dass ein meteorologisches Energiedargebot  
485 vollständig in elektrische Leistung umgewandelt wird. Stattdessen hat der starke Zubau von  
486 EE-Anlagen in den vergangenen Jahren dazu geführt, dass eine hohe EE-Einspeisung bei  
487 gleichzeitiger geringer Netzlast immer öfter zu negativen Preisen an der Strombörse führt  
488 und die Direktvermarkter ihre EE-Anlagen in diesen Situationen abregeln. Eine  
489 weitergehende Marktintegration von EE-Anlagen (z.B. in den Regelleistungsmarkt,  
490 Kurzfristhandel am Spotmarkt) wird zusätzlich dazu beitragen, dass die tatsächliche EE-  
491 Einspeisung zeitweise mehr und mehr vom meteorologischen Dargebot abweichen dürfte.

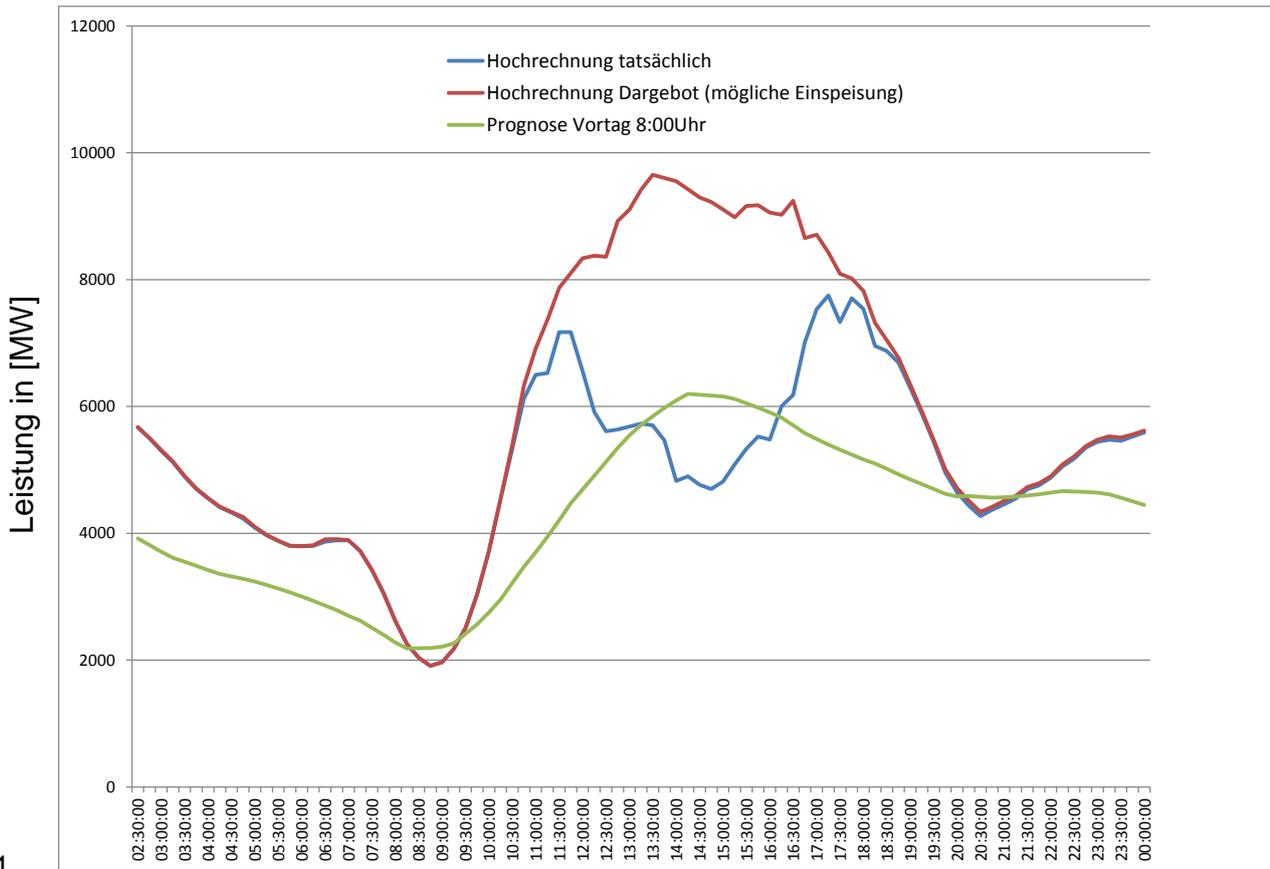
492 Die dadurch nicht mehr durch den ÜNB vorhersehbare Differenz zwischen der Prognose und  
493 der Ist-Situation, die sich durch marktbasierter Abregelungen ergibt, nimmt durch die  
494 weiterhin steigende Leistung aus direktvermarkteten Anlagen weiter zu. Dies führte bereits  
495 zu zahlreichen Situationen, in denen am Vortag prognostizierte Einspeisung aus  
496 Windenergieanlagen stark von der tatsächlichen Einspeisung abwich und zu einer neuen  
497 Netzsituation führte. Eine beispielhafte Situation vom 8. Mai 2016 wird nachfolgend  
498 beschrieben.

499

#### 500 **Situation am 8. Mai 2016**

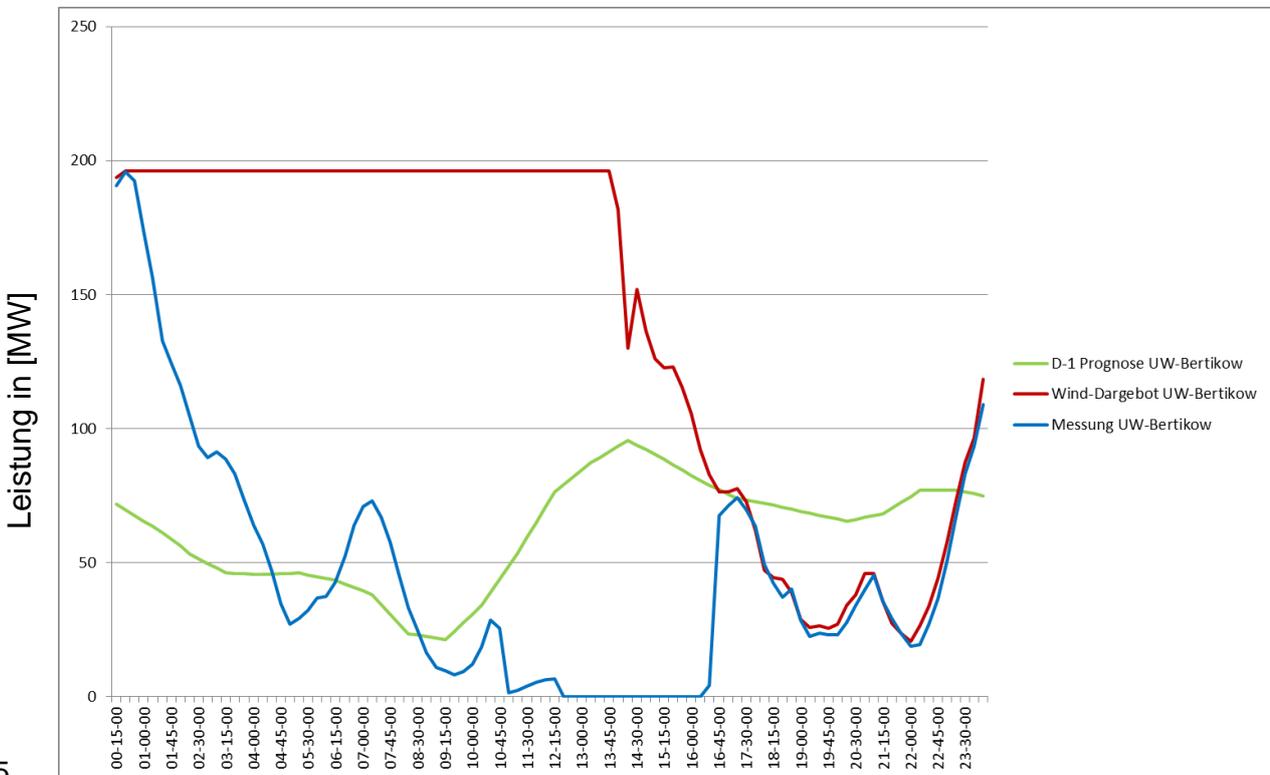
501 Abbildung 2 zeigt die Situation am 8. Mai 2016 (Sonntag), einem Tag mit hoher  
502 Windeinspeisung und geringer Verbrauchslast. Am Vortag des Betriebstages wurde der  
503 Durchzug eines Windfeldes zunächst nicht prognostiziert und dieses erst am Folgetag  
504 wenige Stunden vor dem Erfüllungszeitpunkt erkannt. Die gegenüber der Vortagesprognose  
505 um 4 bis 6 GW erhöhte Windeinspeisung in der betroffenen Regelzone führte im Ergebnis  
506 dazu, dass insbesondere im Onshore-Bereich erhebliche Windleistungen durch die  
507 Direktvermarkter aus dem Markt genommen wurden, ohne dass dieses seitens der  
508 Einsatzverantwortlichen angekündigt wurde. Dadurch entstand eine angespannte  
509 Netzsituation.

510



511  
512 **Abbildung 2: Windeinspeiseprognose Vortag sowie hochgerechnete und dargebotsseitige Erzeugung**  
513 **(Leistung in MW), 08.05.2016**

514



515  
516 **Abbildung 3: Vergleich erwarteter und tatsächlicher Einspeisung eines Windparks im HöS-Netz (in MW)**  
517 **am 08.05.2016**

518 Die beschriebene Situation zeigt einerseits das Problem der bilanziellen Abweichung  
519 zwischen der Prognose und der Ist-Situation und andererseits auch die daraus  
520 resultierenden lokalen Prognosefehler auf. Aufgrund der Nichtkenntnis über die abweichende  
521 Einspeisesituation, können sich Lastflusssituationen einstellen, die letztendlich auch zu  
522 Fehlern bei der Kapazitätsberechnung führen können.

523 Diese Situation zeigt ebenso deutlich auf, dass seitens der ÜNB ein Bedarf an Informationen  
524 über marktbasierende Abregelungen durch Direktvermarkter besteht.

525

### 526 3.3.4 Modellierung der HS-Ebene

527

528 Die zunehmende Verlagerung der Erzeugung in die Verteilungsnetze macht es erforderlich,  
529 der Modellierung der HS-Ebene auch im Rahmen der Kapazitätsberechnung größere  
530 Aufmerksamkeit zu widmen. Für die Modellierung dieser Netze sollten (Roh-)Daten vom  
531 Absender zur Verfügung gestellt werden, da eine Reduzierung / Äquivalentierung eines (Teil-  
532 ) Netzes nur für einen Betriebszustand Gültigkeit hat. Der Empfänger der (Roh-) Daten hat  
533 so die Möglichkeit, das Modell flexibel für verschiedene Betriebszustände anzupassen.  
534 Nachfolgend werden die Grundsätze für die Modellierung der VNB-Netze im Rahmen der  
535 Kapazitätsberechnung beschrieben:

536

537 1. Um obige Anforderungen zu erfüllen, ist grundsätzlich eine vollständige  
538 Modellierung des HS-Netzes und der im HS-Netz angeschlossenen relevanten  
539 Erzeugungen und Lasten notwendig.

540 2. Eine Modellierung des HS-Netzes ist für die Ermittlung von Sensitivitäten  
541 unmittelbar bzw. mittelbar unterhalb der HS-Ebene angeschlossener  
542 Erzeugungen und Lasten bereits ausreichend.

543 3. Für die Modellierung zur Kapazitätsberechnung sind elektrische Netzknoten im  
544 HS-Netz abzubilden, die entsprechenden Umspannwerken/Schaltanlagen  
545 zugeordnet werden können. Dabei ist es unerheblich, wie dieser Netzknoten im  
546 Einzelnen schaltungstechnisch aufgebaut ist.

547 4. Das HS-Netzmodell ist über HöS/HS-Trafos mit dem HöS-Netz verbunden. Diese  
548 Verbindungen sind noch Bestandteil der von den VNB benötigten HS-  
549 Netzmodelle.

550 5. Verbindungen der HS-Netze mit MS-Netzen werden z. B. in Form entsprechender  
551 Trafoelemente nur schematisch abgebildet. Elektrische Stammdaten dieser  
552 Trafos werden für die Modellierung mit Ausnahme der PATL (MVA) nicht benötigt.

553 6. Da bei der Kapazitätsberechnung grundsätzlich davon ausgegangen wird, dass  
554 an allen HS-Knotenpunkten jederzeit ausreichend Blindleistung für die  
555 Spannungshaltung zur Verfügung steht und die jeweiligen konkreten  
556 Betriebsspannungen der Knoten sensitiv keinen nennenswerten Einfluss auf eine  
557 Verschiebung von Wirkleistung zwischen verschiedenen Knoten haben, ist eine  
558 Modellierung von Anlagen zur Blindleistungskompensation im Rahmen der  
559 Kapazitätsberechnung nicht vorgesehen.

560 7. Eine Reduzierung von HS-Netzteilen durch den VNB im Zuge der  
561 Datenbereitstellung hängt von den Netzgegebenheiten ab und kann mit dem ÜNB  
562 individuell abgestimmt werden, wenn dadurch die Qualität von Sensitivitäten der  
563 betroffenen Einspeisungen und Lasten zu den HöS-Knoten sowie die

564 Variationsrechnungen aus Sicht des ÜNBs nicht beeinträchtigt wird. Eine durch  
565 die Reduktion eines galvanisch verbundenen HS-Netzes und den Entfall der  
566 Transparenz von Schaltmöglichkeiten verursachter Fehler der Lastflussverteilung  
567 zwischen den mit dem HS-Netz über Trafos verbundenen HöS-Knoten von bis zu  
568 10 MW je HöS-/HS-Trafo erscheint aus Sicht der ÜNB tolerierbar. Da eine  
569 Reduzierung mit zusätzlichem Arbeitsaufwand für Erstellung und Monitoring  
570 verbunden ist, sollte diese nur im Falle geringer Vermaschung für Teile eines  
571 galvanisch verbundenen HS-Netzes und wenigen Verknüpfungspunkten zum  
572 HöS-Netz gewählt werden, so dass auch bei geänderten Betriebsschaltzuständen  
573 dieses HS-Netzes kein höherer Fehler der Leistungsverteilung als 10 MW pro  
574 Verknüpfungspunkt mit dem HöS-Netz resultiert. Hierbei ist alleine die Möglichkeit  
575 einer Topologieänderung entscheidend und nicht die Häufigkeit ihrer betrieblichen  
576 Anwendung.  
577

## 578 4 Kategorien relevanter Funktionseinheiten

579

580 In diesem Abschnitt werden die Funktionseinheiten definiert, die im Rahmen der GLDPM-  
581 Umsetzung als relevant eingestuft werden. Darunter fallen Verteilungsnetzbetreiber sowie  
582 Betreiber und/oder Vermarkter von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen. Es werden die  
583 Merkmale der Funktionseinheiten definiert, die für die Relevanz maßgeblich sind. Auf Basis  
584 dieser Einteilung erfolgt die Definition des Datenbedarfs in Abschnitt 5, jeweils unterteilt in  
585 "Stammdaten" und "Planungsdaten".

586

587 Die ÜNB haben sich bemüht, den Adressatenkreis möglichst klein zu halten. Beispielsweise  
588 wird von den Verteilungsnetzbetreibern derzeit nur die Teilmenge der 110 kV - Netze mit  
589 einem direkten Anschluss an das HöS-Netz eines ÜNB als relevant angesehen. Die ÜNB  
590 behalten sich vor, den Datenbedarf im Lichte der Erfahrungen und neuer Erfordernisse zu  
591 überprüfen und ggf. anzupassen.

592

593

### 594 4.1 VNB-Netze

595

#### 596 Definition des Adressatenkreises

597 Die Gruppe der relevanten Verteilungsnetzbetreiber umfasst zunächst die 110 kV - Netze mit  
598 einem direkten Anschluss an das HöS-Netz eines ÜNB. Wie oben dargelegt ist dieser  
599 Adressatenkreis in Zukunft möglicherweise anzupassen.

600

#### 601 Erforderliche Daten

602 Das Netzmodell der zu übermittelnden VNB-Netze in den Planungsphasen gemäß GLDPM  
603 muss den in Abschnitt 3 erläuterten Anforderungen genügen. Das bedeutet, es muss den  
604 ÜNB in die Lage versetzen,

- 605 • Planungs- bzw. Prognosewerte der als relevant identifizierten signifikanten und  
606 volatilen Einspeisungen von Erzeugungen und Lasten, die im VNB-Bereich ihren  
607 Netzanschluss haben, sensitiv den Höchstspannungsknoten des Übertragungsnetzes  
608 zuzuordnen.
- 609 • mit Hilfe von einheitenscharfen und energieträgerscharfen Veränderungen  
610 (Variationen) dieser Einspeisungen und Entnahmen innerhalb der von diesen  
611 Einheiten übermittelten technischen Grenzen mögliche Kapazitätsgrenzen an  
612 engpassbehafteten Stellen im Übertragungsnetz zu ermitteln.
- 613 • einen Qualitätssicherungsprozess der für die Kapazitätsberechnung erhaltenen  
614 Daten und erstellten Modelle zu implementieren.

615

616

617 **4.2 Erzeugung**

618

619 Nachfolgend werden die für die Kapazitätsberechnung relevanten Erzeugungsanlagen in  
620 Deutschland in die nachfolgenden Kategorien eingeteilt. Die Abkürzung "NVR" steht dabei  
621 für "netzverknüpfte Ressource(n)". Die verwendeten Kategorien von Primärenergieträgern  
622 orientieren sich - wie in Artikel 4 (3) der GLDPM vorgesehen - an den von der ENTSO-E  
623 Transparency Platform genutzten Kategorien<sup>8</sup>.

624

625 **4.2.1 Groß-NVR**

626

627 Definition des Adressatenkreises:

628 Groß-NVR sind konventionelle Erzeugungsanlagen mit einer Nennleistung größer oder  
629 gleich 10 MW und mit einer Anschlussspannungsebene von 110 kV oder höher gemäß  
630 Beschluss BK6-13-200 (KWEP-1 - Prozess, wobei KWEP für  
631 Kraftwerkseinsatzplanungsdaten steht).

632

633 Erforderliche Daten

634 Diese Anlagen sind bereits über den KWEP-1 - Prozess erfasst. Dieser Prozess wird  
635 unverändert weiterlaufen. Für die D-2 Berechnung des Referenzlastflusses sind jedoch  
636 Informationen erforderlich, die dem ÜNB eine Einschätzung der Einsatzwahrscheinlichkeit  
637 ermöglichen. Für diese Erzeugungsanlagen werden daher zusätzlich zum KWEP-1 - Prozess  
638 Informationen zu den variablen Kosten angefordert.

639

640 **4.2.2 EE-NVR**

641

642 Definition des Adressatenkreises

643 EE-NVR sind NVR auf Basis erneuerbarer Energien; hierzu zählen alle  
644 Erzeugungseinrichtungen, die als „Anlage“ gemäß EEG einzustufen sind. Innerhalb der EE-  
645 Anlagen wird zwischen den nachfolgenden Anlagenkategorien unterschieden:

646 • Nicht dargebotsabhängige EE-NVR (ND EE-NVR), die sich nicht in der festen  
647 Einspeisevergütung befinden. Darunter fallen die Energieträger Biomasse und  
648 Geothermie.

649 • Dargebotsabhängige EE-NVR (D EE-NVR), die sich nicht in der festen  
650 Einspeisevergütung befinden (Wind Onshore, Wind Offshore, Photovoltaik,  
651 Laufwasser)

652

---

<sup>8</sup> Soweit eine Erzeugungseinheit in der Lage ist, mehr als einen Brennstoff zu nutzen, so ist der Begriff "Primärenergieträger" durchaus auch im Sinne von "Hauptenergieträger" (hauptsächlich genutzter Energieträger) zu verstehen.

653 Erforderliche Daten

654 Für EE-NVR besteht bisher keine Verpflichtung, Planungsdaten im Rahmen des EIN  
655 bereitzustellen. Aufgrund der signifikanten Einflüsse der direktvermarkteten Strommengen  
656 auf die Lastflusssituation im Höchstspannungsnetz (vgl. Abschnitt 3.3) wird die  
657 Notwendigkeit gesehen, auch von diesen Anlagen Planungsdaten anzufordern.

658 Von den nicht dargebotsabhängigen EE-NVR werden in Analogie zu den Groß-NVR  
659 ressourcenscharfe Planungsdaten angefordert, sofern die NVR eine Nennleistung von  
660 mindestens 10 MW hat.

661 Von den dargebotsabhängigen und nicht dargebotsabhängigen EE-NVR werden vom  
662 Direktvermarkter Planungsdaten für das Gesamtportfolio angefordert. Diese Meldung erfolgt  
663 regelzonenscharf und zeigt dem ÜNB marktbasierete Abregelungen rechtzeitig an.

664

665 **4.2.3 S-NVR**

666

667 Defintion des Adressatenkreises

668 S-NVR sind Erzeugungsanlagen, die nicht EE-basiert sind, und die nicht unter die  
669 Verpflichtung zur Bereitstellung von Planungsdaten gemäß Beschluss BK6-13-200 der  
670 BNetzA fallen. Innerhalb dieser Gruppe sind im Rahmen der Kapazitätsberechnung nur die  
671 Anlagen mit einer Nennleistung von mindestens 10 MW relevant, wenn diese hauptsächlich  
672 stromgeführt sind.

673

674 Erforderliche Daten

675 Von den S-NVR werden in Analogie zu den Groß-NVR ressourcenscharfe Planungsdaten  
676 analog zum KWEP-1 - Prozess und zusätzlich Informationen zu den variablen Kosten  
677 angefordert.

678

679

680 **4.3 Verbrauchsstellen (VS)**

681

682 Definition des Adressatenkreises

683 Auf Seiten der Verbrauchsstellen (VS) werden Großlasten mit einer Netzanschlusskapazität  
684 bezogen auf den Netzanschlusspunkt von mindestens 50 MVA als relevant eingestuft.  
685 Verfügt die Verbrauchsstelle über mehrere Netzanschlusspunkte, so ist die Summe der  
686 vertraglichen Netzanschlusskapazitäten maßgeblich.

687

688 Erforderliche Daten

689 Von den VS werden in Analogie zu den Groß-NVR Planungsdaten mit Bezug auf den  
690 Netzanschlusspunkt angefordert.

691

692 **5 GLDPM-Daten**

693

694 Nachfolgend werden die Datenanforderungen im Einzelnen tabellarisch beschrieben. Hierbei  
695 wird zwischen "Stammdaten" und "Planungsdaten" unterschieden. Die Anmerkungen zum  
696 Adressatenkreis vom Beginn des Abschnitts 4 gelten analog: Auch die Liste der  
697 Datenbedarfe ist ggffs. in Zukunft im Lichte der Erfahrungen und im Lichte sich  
698 abzeichnender neuer Erfordernisse mit einer angemessenen Vorlaufzeit anzupassen.

699

700 In den Tabellen dieses Abschnitts werden die folgenden Abkürzungen verwendet:

701 • Groß-NVR: In Abschnitt 4.2.1 definiert als konventionelle Erzeugungsanlagen mit  
702 einer Nennleistung größer oder gleich 10 MW und mit einer  
703 Anschlussspannungsebene von 110 kV oder höher gemäß Beschluss BK6-13-200.

704 • ND EE-NVR resp. D EE-NVR: In Abschnitt 4.2.2 definiert als nicht  
705 dargebotsabhängig (ND) resp. dargebotsabhängig (D) einspeisende  
706 Erzeugungsanlagen gemäß EEG, die sich nicht in der festen Einspeisevergütung  
707 befinden.

708 • S-NVR: In Abschnitt 4.2.3 definiert als konventionelle Erzeugungsanlagen, die nicht  
709 zum Adressatenkreis des Beschlusses BK6-13-200 zählen; hauptsächlich  
710 stromgeführt sind und eine Nennleistung von mindestens 10 MW haben.

711 • VS: In Abschnitt 4.3 definiert als Großlasten mit einer Netzanschlusskapazität  
712 bezogen auf den Netzanschlusspunkt von mindestens 50 MVA.

713

714 **5.1 Daten von Verteilungsbetreibern**

715

716 **5.1.1 Stammdaten**

717

718 Für die Übermittlung der VNB-Daten ist das CGMES-Format (CGMES: Common Grid Model Exchange Standard<sup>9</sup>) vorgesehen, wobei mit dem  
719 jeweiligen Anschluss-ÜNB bilateral auch abweichende Übergangslösungen vereinbart werden können. Soweit die bereits verfügbare  
720 umfangreiche CGMES-Dokumentation für die Implementierung im Rahmen der GLDPM-Umsetzung nicht ausreichend sein sollte wäre die  
721 Dokumentation in nachfolgenden Projektphasen entsprechend zu erweitern. Die erforderlichen Stammdaten ergeben sich aus dem CGMES-  
722 Format (insbesondere aus dem EQ-Profil), so dass diese hier nicht im Einzelnen beschrieben werden sollen. Die Übermittlungsfristen folgen den  
723 in Artikel 16 der GLDPM beschriebenen Standard-Fristen; als Grundlage für die entsprechenden Datenanforderungen dient Artikel 5 der GLDPM.

724

725 **5.1.2 Planungsdaten**

726

727 Auch die von den VNB angeforderten Planungsdaten ergeben sich aus dem CGMES-Format. Netzmodelle müssten für alle Stunden des Zieltages  
728 zu den beiden in der GLDPM angegebenen Zeitpunkten übermittelt werden. Konkrete Angaben zur Bildung der Netzmodelle müssen im Rahmen  
729 der Formatebeschreibung des CGMES definiert werden. Die an den ÜNB zu übermittelnden Netzmodelle repräsentieren die Bewegungsdaten des  
730 VNB. Eine tabellarische Auflistung von Bewegungsdaten gemäß Art. 6 und 7 der GLDPM erscheint deshalb hier nicht sinnvoll. (In Abschnitt 3.3.4  
731 werden die von den VNB angeforderten Daten allgemein erläutert.)

732

733

---

<sup>9</sup> Weitergehende Informationen sind unter <https://www.entsoe.eu/major-projects/common-information-model-cim/cim-for-grid-models-exchange/standards/Pages/default.aspx> verfügbar.

734

735 **5.2 Erzeugung**

736

737 **5.2.1 Stammdaten**

738

739 Zu den relevanten NVR liegen bei den ÜNB häufig keine qualitätsgesicherten Stammdaten vor. Die bei den ÜNB gesicherten Stammdaten  
740 beschränken sich auf die Groß-NVR und auf Anlagen, die andere vertragliche Beziehungen mit dem ÜNB haben.

741 Bei EEG-Anlagen liegen über den EEG-Stammdatenaustausch Informationen vor. Über die S-NVR liegen über die BNetzA-Kraftwerksliste  
742 Informationen vor. Bei diesen beiden Quellen kann allerdings derzeit nicht von einer qualitätsgesicherten Quelle ausgegangen werden.

743 Mit dem Marktstammdatenregister wird eine belastbare Datenquelle für alle relevanten Informationen vorliegen. Der Betrieb des Registers  
744 einschließlich der Netzbetreiberprüfung wird allerdings erst im Jahr 2019 erwartet.

745 Die ÜNB sehen einen zusätzlichen, automatisierten Stammdatenaustausch für die GLDPM als nicht erforderlich an, solange der Adressatenkreis  
746 überschaubar bleibt. Bis auf Weiteres soll daher ein manueller Stammdatenaustausch in Analogie zum KWEP-1 - Prozess durchgeführt werden.

747 Die Übermittlungsfristen folgen den in Artikel 16 der GLDPM beschriebenen Standard-Fristen.

748

Datum (Beschreibung; sinnvolle Aufteilung)	Zu liefern von (Kategorien von Datenverpflichteten)	Übermittlungsfristen (im Einklang mit Artikel 16 der GLDPM)	Grundlage in GLDPM	Implikationen für Prozesse?  --bestehende? --neue?	Anmerkungen
W-Code	ND EE-NVR D EE-NVR S-NVR	Einmalig vor Beginn des stationären Betriebs, bei einer Änderung der Stammdaten sowie bei Stilllegung	Art 8(4)(a)	Erweiterung des KWEP-1 - Prozesses	Über BDEW zu beantragen
Displayname	ND EE-NVR D EE-NVR S-NVR	Einmalig vor Beginn des stationären Betriebs, bei einer Änderung der Stammdaten sowie bei Stilllegung	Art 8(4)(a)	Erweiterung des KWEP-1- Prozesses	Über BDEW zu beantragen
Anschlussregelzone	ND EE-NVR D EE-NVR S-NVR	Einmalig vor Beginn des stationären Betriebs, bei einer Änderung der Stammdaten sowie bei Stilllegung	Art 8(4)(a)	Erweiterung des KWEP-1- Prozesses	

Datum (Beschreibung; sinnvolle Aufteilung)	Zu liefern von (Kategorien von Datenverpflichteten)	Übermittlungsfristen (im Einklang mit Artikel 16 der GLDPM)	Grundlage in GLDPM	Implikationen für Prozesse? --bestehende? --neue?	Anmerkungen
Netzanschlusspunkt	ND EE-NVR D EE-NVR S-NVR	Einmalig vor Beginn des stationären Betriebs, bei einer Änderung der Stammdaten sowie bei Stilllegung	Art 8(4)(a)	Erweiterung des KWEP-1-Prozesses	
Spannungsebene des Netzanschlusspunktes	ND EE-NVR D EE-NVR S-NVR	Einmalig vor Beginn des stationären Betriebs, bei einer Änderung der Stammdaten sowie bei Stilllegung	Art 8(4)(a)	Erweiterung des KWEP-1-Prozesses	
Nennleistung (Nettonennleistung) der Einspeisung	ND EE-NVR D EE-NVR S-NVR	Einmalig vor Beginn des stationären Betriebs, bei einer Änderung der Stammdaten sowie bei Stilllegung	Art 8(5)(a)	Erweiterung des KWEP-1-Prozesses	
Nennleistung (Nettonennleistung) der Entnahme	S-NVR (Speicher)	Einmalig vor Beginn des stationären Betriebs, bei einer Änderung der Stammdaten sowie bei Stilllegung	Art 8(5)(a)	Erweiterung des KWEP-1-Prozesses	
Präqualifizierte Regelleistung	ND EE-NVR D EE-NVR S-NVR	Einmalig vor Beginn des stationären Betriebs, bei einer Änderung der Stammdaten sowie bei Stilllegung	Art 10(1)(a)	Erweiterung des KWEP-1-Prozesses	

749  
750

## 751 5.2.2 Planungsdaten

752

753 Die Meldung der Planungsdaten erfolgt für die Groß-NVR (gemäß Abschnitt 4.2.1), dargebotsunabhängige EE-NVR (gemäß Abschnitt 4.2.2) und  
754 S-NVR (gemäß Abschnitt 4.2.3) aufgrund ihrer Einzelgröße von mindestens 10 Megawatt pro technischer Ressource analog zum KWEP-1 -  
755 Prozess.

756 Für die Meldung der Planungsdaten von EE-NVR (gemäß Abschnitt 4.2.2) erfolgt die Meldung der Planungsdaten im Verbund. Dabei wird  
757 zwischen der Meldung der Planungsdaten und den Nichtbeanspruchbarkeiten unterschieden. Die Meldung von marktbasieren Abregelungen  
758 erfolgt für das gesamte Portfolio eines EIV pro Regelzone. Die Meldung der Nichtbeanspruchbarkeiten erfolgt bezogen auf einen Anlagenpark  
759 resp. nach Implementierung des Marktstammdatenregisters bezogen auf eine Lokation<sup>10</sup> (bspw. Windpark).

<sup>10</sup> entsprechend Marktstammdatenregisterverordnung

760 Die Übermittlungsfristen folgen den in Artikel 16 der GLDPM beschriebenen Standard-Fristen.

761

762

Datum (Beschreibung; sinnvolle Aufteilung)	Zu liefern von (Kategorien von Datenverpflichteten)	Übermittlungsfristen (im Einklang mit Artikel 16 der GLDPM)	Grundlage in GLDPM	Implikationen für Prozesse? --bestehende? --neue?	Anmerkungen
Einspeisung	ND EE-NVR S-NVR	Standard-Fristen nach Artikel 16 der GLDPM	Art 10 1 g	Erweiterung des KWEP-1-Prozesses	Geplante Einspeisung je NVR.
Entnahme	S-NVR (Speicher)	Standard-Fristen nach Artikel 16 der GLDPM	Art 10 1 g	Erweiterung des KWEP-1-Prozesses	Geplante Entnahme je NVR
Regelleistungsvorhaltung	ND EE-NVR S-NVR	Standard-Fristen nach Artikel 16 der GLDPM	Art 10 1 a	Erweiterung des KWEP-1-Prozesses	vorgehaltene Regelleistung je Produkt nach positiver (Erhöhung Einspeisung, Reduzierung Entnahme) und negativer (Reduzierung Einspeisung, Erhöhung Entnahme) Regelleistung je NVR.
marktbasierte Abregelungen	D EE-NVR	Standard-Fristen nach Artikel 16 der GLDPM	Art 10 1 f	Erweiterung des KWEP-1-Prozesses	Geplante Leistungsreduzierung gegenüber unbeeinflusster Einspeisung durch marktbasierter Abregelung bezogen auf das gesamte Portfolio eines EIV
Nichtbeanspruchbarkeit	ND EE-NVR D EE-NVR S-NVR	Standard-Fristen nach Artikel 16 der GLDPM	Art 10 1 d Art 10 1 e	Erweiterung des KWEP-1-Prozesses	Eine Nichtbeanspruchbarkeit einer NVR ist die Leistungseinschränkung, die zum Planungszeitpunkt bekannt ist. Es sind Höhe und Grund der Nichtbeanspruchbarkeit anzugeben (vgl. Meldung von Kraftwerks-Nichtbeanspruchbarkeiten auf Basis des BNetzA-Beschlusses BK6-13-200: Prozessbeschreibung für die Übermittlung geplanter sowie ungeplanter Nichtverfügbarkeiten, 29. Juli 2014).

Datum (Beschreibung; sinnvolle Aufteilung)	Zu liefern von (Kategorien von Datenverpflichteten)	Übermittlungsfristen (im Einklang mit Artikel 16 der GLDPM)	Grundlage in GLDPM	Implikationen für Prozesse? --bestehende? --neue?	Anmerkungen
Maximale Einspeisung	ND EE-NVR S-NVR	Standard-Fristen nach Artikel 16 der GLDPM	Art 10 1 a Art 10 1 e Art 10 1 g	Erweiterung des KWEP-1-Prozesses	Dauerhaft maximal elektrisch stabil erzeugbare Leistung abhängig von den zum geplanten Zeitpunkt geltenden betrieblichen Randbedingungen.
Arbeitsabhängige Kosten für Leistungserhöhung (Mono / Pumpe)	Groß-NVR S-NVR	Standard-Fristen nach Artikel 16 der GLDPM	Art 10.1 g	Neuer Prozess (falls noch nicht bilateral eingerichtet)	
Arbeitsabhängige Kosten für Leistungsabsenkung (Mono / Pumpe)	Groß-NVR S-NVR	Standard-Fristen nach Artikel 16 der GLDPM	Art 10.1 g	Neuer Prozess (falls noch nicht bilateral eingerichtet)	
Arbeitsabhängige Kosten für Leistungserhöhung (Duo / Turbine)	Groß-NVR S-NVR	Standard-Fristen nach Artikel 16 der GLDPM	Art 10.1 g	Neuer Prozess (falls noch nicht bilateral eingerichtet)	
Arbeitsabhängige Kosten für Leistungsabsenkung (Duo / Turbine)	Groß-NVR S-NVR	Standard-Fristen nach Artikel 16 der GLDPM	Art 10.1 g	Neuer Prozess (falls noch nicht bilateral eingerichtet)	
Anfahrkosten warm, (Stillstand auf Mono, Stillstand < 4h)	Groß-NVR S-NVR	Standard-Fristen nach Artikel 16 der GLDPM	Art 10.1 g	Neuer Prozess (falls noch nicht bilateral eingerichtet)	
Anfahrkosten kalt, (Stillstand auf Mono, Stillstand > 4h)	Groß-NVR S-NVR	Standard-Fristen nach Artikel 16 der GLDPM	Art 10.1 g	Neuer Prozess (falls noch nicht bilateral eingerichtet)	
Anfahrkosten warm, (Mono auf Duo, Stillstand < 4h)	Groß-NVR S-NVR	Standard-Fristen nach Artikel 16 der GLDPM	Art 10.1 g	Neuer Prozess (falls noch nicht bilateral eingerichtet)	
Anfahrkosten kalt, (Mono auf Duo, Stillstand > 4h)	Groß-NVR S-NVR	Standard-Fristen nach Artikel 16 der GLDPM	Art 10.1 g	Neuer Prozess (falls noch nicht bilateral eingerichtet)	

763

764

765

766 **5.3 Last**

767

768 **5.3.1 Stammdaten**

769

770 Die ÜNB gehen davon aus, dass dieser Adressatenkreis insgesamt überschaubar bleibt mit einer erwarteten Anzahl betroffener Unternehmen von  
771 < 100. Vor diesem Hintergrund wird ein manueller Stammdatenaustausch in Analogie zum KWEP-1 - Prozess vorgeschlagen.

772 Die Übermittlungsfristen folgen den in Artikel 16 der GLDPM beschriebenen Standard-Fristen.

773

774

Datum (Beschreibung; sinnvolle Aufteilung)	Zu liefern von (Kategorien von Datenverpflichteten)	Übermittlungsfristen (im Einklang mit Artikel 16 der GLDPM)	Grundlage in GLDPM	Implikationen für Prozesse?  --bestehende? --neue?	Anmerkungen
W-Code	VS	Einmalig vor Beginn des stationären Betriebs, bei einer Änderung der Stammdaten sowie bei Stilllegung	Art 11(4)(a)	Erweiterung des KWEP-1-Prozesses	Über BDEW zu beantragen
Displayname	VS	Einmalig vor Beginn des stationären Betriebs, bei einer Änderung der Stammdaten sowie bei Stilllegung	Art 11(4)(a)	Erweiterung des KWEP-1-Prozesses	Über BDEW zu beantragen
Anschlussregelzone	VS	Einmalig vor Beginn des stationären Betriebs, bei einer Änderung der Stammdaten sowie bei Stilllegung	Art 11(4)(a)	Erweiterung des KWEP-1-Prozesses	
Netzanschlusspunkt(e)	VS	Einmalig vor Beginn des stationären Betriebs, bei einer Änderung der Stammdaten sowie bei Stilllegung	Art 11(4)(a)	Erweiterung des KWEP-1-Prozesses	
Spannungsebene des Netzanschlusspunktes (der Netzanschlusspunkte)	VS	Einmalig vor Beginn des stationären Betriebs, bei einer Änderung der Stammdaten sowie bei Stilllegung	Art 11(4)(a)	Erweiterung des KWEP-1-Prozesses	

Datum (Beschreibung; sinnvolle Aufteilung)	Zu liefern von (Kategorien von Datenverpflichteten)	Übermittlungsfristen (im Einklang mit Artikel 16 der GLDPM)	Grundlage in GLDPM	Implikationen für Prozesse? --bestehende? --neue?	Anmerkungen
Nettonennleistung des Verbrauchs	VS	Einmalig vor Beginn des stationären Betriebs, bei einer Änderung der Stammdaten sowie bei Stilllegung	Art 11(4)(b)	Erweiterung des KWEP-1-Prozesses	Maximal technisch möglicher Wirkleistungsbezug aus dem Netz
Präqualifizierte Regelleistung	VS	Einmalig vor Beginn des stationären Betriebs, bei einer Änderung der Stammdaten sowie bei Stilllegung	Art 11(5)(b)	Erweiterung des KWEP-1-Prozesses	

775

776 **5.3.2 Planungsdaten**

777 Die Übermittlungsfristen folgen den in Artikel 16 der GLDPM beschriebenen Standard-Fristen.

778

Datum (Beschreibung; sinnvolle Aufteilung)	Zu liefern von (Kategorien von Datenverpflichteten)	Übermittlungsfristen (im Einklang mit Artikel 16 der GLDPM)	Grundlage in GLDPM	Implikationen für Prozesse? --bestehende? --neue?	Anmerkungen
Entnahme	VS	Standard-Fristen nach Artikel 16 der GLDPM	Art 12 1 c	Erweiterung des KWEP-1-Prozesses	Geplante Entnahme je VS bzw. Pumpspeichieranlage.
Lastflexibilitätspotential	VS	Standard-Fristen nach Artikel 16 der GLDPM	Art 12 1 b	Erweiterung des KWEP-1-Prozesses	Meldung von vermarkteter lastseitiger Flexibilität je Leistungsrichtung und Produkt (abschaltbare resp. zuschaltbare Lasten).
Regelleistungsvorhaltung	VS	Standard-Fristen nach Artikel 16 der GLDPM	Art 12 1 b	Erweiterung des KWEP-1-Prozesses	vorgehaltene Regelleistung je Produkt nach positiver (Erhöhung Einspeisung, Reduzierung Entnahme) und negativer (Reduzierung Einspeisung, Erhöhung Entnahme) Regelleistung je VS.

## 779 **6 Implementierungsvorschriften (Prozesse und Formate)**

780

781 Unter den in der GLDPM festgehaltenen Implementierungsvorschriften werden die  
782 dazugehörigen Prozesse und Formate verstanden. Diese lassen sich erst nach dem Ende  
783 der Konsultation verbindlich festlegen. Der vorliegende Abschnitt ist daher sehr kurz gefasst.

784

785 Prinzipiell streben die ÜNB an, für alle im Rahmen der GLDPM-Umsetzung von  
786 Erzeugungseinheiten und Lasten angeforderten Daten die bereits heute genutzten Formate  
787 PRSD und UMD zu verwenden (vgl. Formatbeschreibungen entsprechend Beschluss BK6-  
788 13-200).

789

790 Zielformat für die Übermittlung der Netzmodelle ist der Common Grid Model Exchange  
791 Standard (CGMES). Soweit die bereits verfügbare Dokumentation nicht ausreichend ist, soll  
792 eine entsprechende Formatbeschreibung im Rahmen der GLDPM-Umsetzung noch erstellt  
793 werden. Als Übergangslösung kann bilateral auch ein anderes Format zwischen den  
794 Beteiligten vereinbart werden.

795

796 Für die Erstellung von Prozess- und Formatbeschreibungen (soweit nötig) ist der Zeitraum  
797 vom 01. Mai bis 02. Juni resp. 05. Juni bis 07. Juli vorgesehen.

798 **7 Anmerkungen zum Konsultationsdokument / Teilnahme am**  
799 **Konsultationsverfahren**

800

801 Die ÜNB nehmen Anmerkungen zu diesem Konsultationsdokument gerne entgegen und  
802 haben für die strukturierte Erfassung ein Web-Formular eingerichtet:

803

804 <https://app.smartsheet.com/b/form?EQBCT=c67601836d044a2a9e82af9069865544>

805

806 Die ÜNB bitten alle Teilnehmer an der Konsultation, ihre jeweiligen Anmerkungen über  
807 dieses Web-Formular möglichst frühzeitig (und spätestens am Freitag, dem 07. April 2017  
808 um 18:00h) zu übermitteln, damit eine effiziente Bearbeitung möglich ist. Die  
809 Weiterverarbeitung von Fließtexten ist mit hohem administrativen Aufwand verbunden und  
810 sollte Ausnahmefällen vorbehalten bleiben.

811

812 Für eine Teilnahme an einem der Workshops ist eine Anmeldung vor dem 07. April, 18:00h,  
813 erforderlich. Die Anmeldeformulare finden sich unter

814

815 Workshop am MI 26. April 2017 (VNB / VNB-Daten)

816 <https://app.smartsheet.com/b/form?EQBCT=2c738c3678eb478da2b804c12f09cfa6>

817

818 Workshop am DO 27. April 2017 (Erzeugung / Last)

819 <https://app.smartsheet.com/b/form?EQBCT=9273466c3d904ba8bc14f8f7564c1620>

820

821 Für Rückfragen steht Ihnen das Projektteam der ÜNB unter [kontakt@gldpm.de](mailto:kontakt@gldpm.de) zur  
822 Verfügung.