



Nach §12(4) EnWG notwendige Daten und Informationen zur operativen Wahrnehmung der Systemverantwortung durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber

Fassung vom 22. August 2011

Inhalt

1	Einleitung	3
2	Aufgaben der Betreiber von Übertragungsnetzen	5
3	Daten- und Informationsbedarf zur Überwachung und Prognose von Netzbelastung und Systembilanz	10
3.1	Grundsätzliche Prognoseanforderungen	10
3.2	Datenbedarf von Erzeugungsanlagen	11
3.3	Leistungsbilanzen an Übergaben zwischen Übertragungs- und Verteilungsnetz	12
3.3.1	Erfordernis der Trennung von Bilanzinflüssen nach Einspeisungen und Letztverbrauch	12
3.3.2	Einflussparameter auf Leistungsbilanzen und Prognoseanforderungen	13
3.3.3	Erforderliche Erzeugungsdaten aus dem Verteilungsnetz	14
3.3.4	Erforderliche Daten des Letztverbrauchs	15
3.4	Datenbereitstellung und Pflichten der Bilanzkreisverantwortlichen	17
3.5	Datenbedarf infolge VNB-Netzsicherheitsmanagement	18
3.6	Daten zur Online-Überwachung des Netzzustandes bei angrenzenden Netzen	19
4	Stammdaten	21
5	Das Verhältnis zwischen dem Informationsbedarf auf der Grundlage von EEG und EnWG	23
6	Unterlagen	24
7	Datenbedarf nach §12(4) EnWG - Gesamtübersicht	25
8	Datenbedarf nach §12(4) EnWG - Pivotübersicht	27

1 Einleitung

Die Übertragungsaufgaben innerhalb der Netze der vier deutschen ÜNB (50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, EnBW Transportnetze AG, Tennet TSO GmbH) sind immer mehr durch die Auswirkungen der stetig steigenden Einspeisung aus Erneuerbaren Energien geprägt, die einerseits die Einspeisung der direkt an das Übertragungsnetz angeschlossenen Großkraftwerke zunehmend verdrängen und andererseits zur Vergrößerung der Transportentfernung mit lastflusseitigen Auswirkungen auf Strombelastung und Spannungsniveau sowie infolge des stochastischen Einspeisecharakters den jederzeit erforderlichen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch vor neue Herausforderungen stellen. Diese Situation wird weiter verschärft durch die Folgewirkungen eines schnellen Ausstieges aus der Kernenergie und der hierdurch veränderten Transportsituation in den deutschen und europäischen Übertragungsnetzen.

Bereits seit geraumer Zeit kommt es immer wieder zu Gefährdungslagen für die Sicherheit und Stabilität des Elektrizitätsversorgungssystems, deren Beseitigung regelmäßig netz- und marktbezogene Maßnahmen nach § 13 (1) EnWG sowie immer häufiger auch Notmaßnahmen nach § 13 (2) EnWG erfordert.

Damit diese Gefährdungspotentiale rechtzeitig erkannt und bereits im Vorfeld adäquate Maßnahmen eingeleitet werden können, ist eine möglichst genaue Einschätzung des zu erwartenden Leistungsflusses im Übertragungsnetz sowie der Prognose des Systemzustandes in jeder Regelzone erforderlich. Der dafür benötigte Rückgriff auf Daten aus dem Bereich der Netznutzer und nachgelagerten Verteilungsnetze steht den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) heute nicht oder nur unzureichend zur Verfügung.

Desweiteren auferlegt die EU-Richtlinie 714/2009 (vormals 1228/2003) dem ÜNB die Verpflichtung einer maximalen Zurverfügungstellung der Netzinfrastruktur an den Markt, gegebenenfalls unter Anwendung diskriminierungsfreier Methoden der Kapazitätszuweisung (hier Auktionen) in Zeitbereichen Jahr bis Innertag und unter Einhaltung der geltenden Sicherheitskriterien. Die Maximierung der Handelsmöglichkeiten unter Einhaltung der Systemsicherheit stellt einen klassischen Zielkonflikt dar.

Grundsätzlich verpflichtet § 12 (4) EnWG Betreiber von Erzeugungsanlagen, Verteilungsnetzbetreiber (VNB) und Elektrizitätslieferanten, den ÜNB auf Verlangen unverzüglich Daten und Informationen zur Verfügung zu stellen, die für den sicheren und zuverlässigen Betrieb, die Wartung und den Ausbau der Übertragungsnetze benötigt werden.

Infolge der fehlenden direkten Benennung der bereitzustellenden Informationen im Gesetzestext war es bisher nicht möglich, mit allen von einer Datenbereitstellungsverpflichtung potenziell betroffenen Unternehmen eine ergebniswirksame Übereinkunft darüber zu erzielen, welche Daten unter die gesetzliche Regelung fallen und daher an die ÜNB weitergegeben werden müssen.

Den ÜNB liegt ein Gutachten [1] vor, im Rahmen dessen analysiert wurde, welche Daten und Informationen für die Wahrnehmung der gesetzlichen Aufgaben und Pflichten eines ÜNB unabdingbar sind und damit in jedem Fall und unbeschadet evtl. weitergehender Verpflichtungen unter die Regelungen des § 12 (4) EnWG fallen und somit bereitgestellt werden müssen. Das vorliegende Papier baut weitgehend auf den Formulierungen dieses Gutachtens auf und ergänzt in der Zwischenzeit eingetretene Erkenntnisse.

Dabei liegt der Fokus auf den schnell realisierbaren Datenbereitstellungen von im Strommarkt tätigen Akteuren, die zur Erfassung, Prognose und damit sicherheitstechnischen Analyse einer Systemsituation erforderlich sind, jeweils unter Beachtung der heute bekannten Verantwortlichkeiten der Akteure.

Des Weiteren werden Datenaustausche, die im direkten Zusammenhang mit der Beseitigung erkannter Gefährdungen erforderlich sein können (z.B. freie Erzeugungsleistung), sowie Aspekte der Datentransparenz nicht behandelt. Vorsorglich sei darauf verwiesen, dass heute realisierte Prozesse und Grade der Datentransparenz alleine die Marktperspektive berücksichtigen und die Anforderungen der sicheren Systemführung nicht abdecken.

Mit Blick auf die exklusive Verantwortung des ÜNB für die Systemsicherheit und der Haftung für eigenes Handeln gehen die ÜNB vom Grundsatz aus, dass ein ÜNB volle Verfügungsgewalt über die von ihm eingesetzten Werkzeuge sowie vollen Überblick über die Datenqualität eigener sowie extern bereit gestellter Daten und Informationen besitzen muss. Ein bloßes Vertrauen auf die Richtigkeit von Informationen ohne entsprechende direkte Kontrollmöglichkeit z. B. über einen Soll-Ist-Vergleich ist aus Haftungsgründen nicht akzeptabel.

Ferner müssen die bei der Datenabfrage möglicherweise entstehenden Mehrkosten über die Netzentgelte gewälzt werden können.

Die im vorliegenden Dokument beschriebenen Daten sind zur Gewährleistung eines sicheren Systembetriebes erforderlich und werden durch die ÜNB vertraulich behandelt.

2 Aufgaben der Betreiber von Übertragungsnetzen

Die Aufgaben und Pflichten der Betreiber von Übertragungsnetzen sind im EnWG in den §§ 12 und 13 geregelt. Die Regelungen umfassen insbesondere die Verpflichtungen,

- die Energieübertragung durch das Netz unter Berücksichtigung des Austausches mit anderen Verbundnetzen zu regeln und zu einem sicheren und zuverlässigen Elektrizitätsversorgungssystem in der eigenen Regelzone beizutragen (§ 12 (1) EnWG),
- den hierfür notwendigen Informationsaustausch mit anderen technisch mit dem Übertragungsnetz verbundenen Netzen sicherzustellen (§ 12 (2) EnWG).

Besondere Verpflichtungen, damit aber auch besondere Rechte, ergeben sich im Fall von Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Energieversorgungssystems in der eigenen Regelzone. In diesem Fall sind die ÜNB in Wahrnehmung ihrer exklusiven Verantwortung für das Gesamtsystem (vgl. Titel des § 13 EnWG) berechtigt und verpflichtet,

- sogenannte netz- und marktbezogene Maßnahmen zu ergreifen (§ 13 (1) EnWG) sowie, falls diese Maßnahmen nicht ausreichen,
- sämtliche Stromeinspeisungen, -transite und -abnahmen den Erfordernissen des sicheren Übertragungsnetzbetriebs anzupassen oder diese Anpassung zu verlangen (§ 13 (2) EnWG).

Das EnWG definiert nicht explizit, welche technischen Aspekte die Systemverantwortung der ÜNB umfasst. In den Bereich der zu besorgenden Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems sind allerdings mindestens die Aspekte

- der unterbrechungsfreien Versorgung an das Übertragungsnetz angeschlossener Netzkunden,
- der Lastflusssteuerung zur Engpassvermeidung,
- der Frequenzhaltung,
- der Spannungshaltung,
- der Systemstabilität sowie
- der Netzwiederaufbau

einzu beziehen.

§ 12 (2) EnWG verpflichtet die ÜNB zur Zusammenarbeit mit technisch verbundenen Netzbetreibern. Hierzu sind die im gleichen Synchronverbund technisch eng miteinander gekoppelten Übertragungsnetze sowie die unterlagerten Verteilungsnetze zu zählen.

§ 12 (4) EnWG verpflichtet Betreiber von Erzeugungsanlagen, von Elektrizitätsverteilernetzen sowie Lieferanten von Elektrizität zur unverzüglichen Bereitstellung von Daten, die der ÜNB für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau benötigt. Insbesondere die Frage, welche der Partner welche Daten für den Betrieb des Übertragungsnetzes und der Regelzone bereitzustellen haben, wurde bisher nicht klar und einheitlich beantwortet, sie erfordert angesichts der sich abzeichnenden Entwicklung des Elektrizitätsversorgungssystems mehr denn je eine verbindliche Antwort.

Die Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber wurden bisher über den sogenannten Transmission Code 2007 technisch geregelt. Der Transmission Code definiert dabei Mindestanforderungen¹ u. a. an die technisch-betriebliche Koordination zwischen ÜNB und Netznutzern und insbesondere an die Wahrnehmung der Systemverantwortung. Diese Mindestanforderungen werden, soweit zur Wahrnehmung der Systemverantwortung notwendig, von den einzelnen ÜNB weiter detailliert.

Mit Blick auf die Wahrnehmung der Systemverantwortung und damit die Erkennung und Abwehr kurzfristiger Gefährdungen und Störungen besonders entscheidend sind die üblicherweise als Systembetriebsplanung und Systemführung bezeichneten Prozesse². Nachfolgend wird daher ausschließlich auf die Daten- und Informationsanforderungen, die sich aus der Umsetzung der Prozesse Systembetriebsplanung und Systemführung unabdingbar ergeben, eingegangen.

Im Falle der Aufgabe Frequenzhaltung ist zu beachten, dass sich auf der Grundlage der bei allen vier deutschen ÜNB heute vorhandenen kaskadenförmigen Strukturierung von Übertragungs- und Verteilungsnetzebenen der Verantwortungsbereich des ÜNB sowohl auf das eigene Übertragungsnetz, als auch auf die Regelzone insgesamt, und damit unterlagerte Netz, erstreckt. Dieses veranschaulicht nachfolgende Grafik.

¹ vgl. Transmission Code 2007, Abschnitt 1.1, Nr. (9)

² vgl. Transmission Code 2007, Abschnitt 7.1, Nr. (1)

Herausforderung Regelzonenbetrieb

Regelzone = Bilanzgebiet eines ÜNB, für das er die Systemverantwortung wahrnimmt

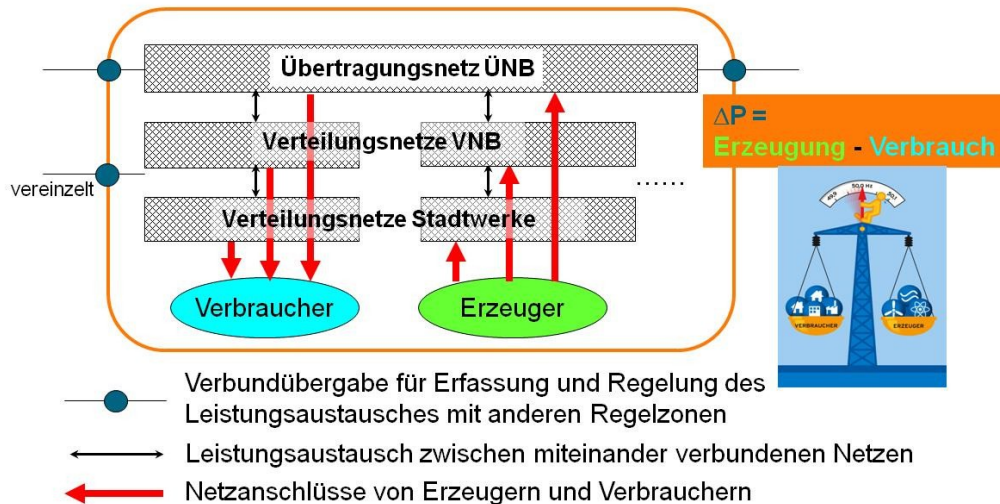


Bild 1: Schematische Darstellung einer Regelzone

Hieraus wird ersichtlich, dass die Systemverantwortung aus der Aufgabe der Frequenzhaltung netzebenenübergreifend das gesamte Bilanzgebiet der Regelzone umfasst, zumal sämtliche Effekte, die zur Störung eines Leistungsgleichgewichtes führen, in der Regel nicht durch den Netzbetrieb selbst, sondern durch das Verhalten der Netznutzer (Verbraucher, Erzeuger) hervorgerufen wird.

Eine Ausnahme von Letzterem stellen Eingriffe von VNB in den Betrieb von Kundenanlagen dar, z.B. im Zusammenhang mit der Abwendung von Engpässen im Verteilungsnetz. Insbesondere diese Eingriffe sind hinsichtlich ihrer Folgewirkungen auf den Systembetrieb des ÜNB sehr komplex und können hinsichtlich ihrer Wirkung auf Systembilanz und Lastfluss bis in andere Regelzonen hineinwirken. Dieses ist in nachfolgender Grafik veranschaulicht.

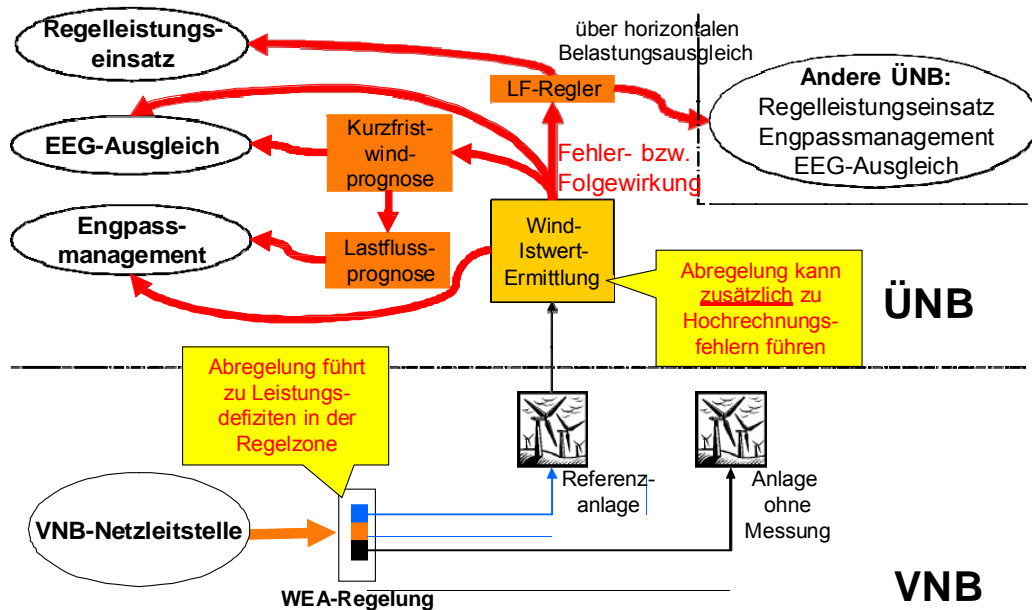


Bild 2: Rückwirkung von Sicherheitseingriffen von VNB auf die Übertragungsebene

Insofern ist es von zentraler Bedeutung, dass der ÜNB in geeigneter Weise Kenntnis des aktuellen und geplanten Verhaltens der Netznutzer sowie der Sicherheitseingriffe der VNB in der gesamten Regelzone hat.

Da die ÜNB auf horizontaler Ebene eng zusammenarbeiten, muss jeder ÜNB innerhalb seiner Regelzone sicherstellen, dass Effekte mit negativen Rückwirkungen auf die Systemstabilität infolge der engen Vermaschung der europäischen Übertragungsnetze nicht zu Auswirkungen überregionaler oder gar europäischer Dimension führen.

Neben der Verpflichtung zur Wahrnehmung der Systemverantwortung sind die deutschen ÜNB ferner zur Umsetzung der Anforderungen des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) verpflichtet, insbesondere betrifft das die Aufgabe der Vermarktung der Leistung aus durch die Anlagenbetreiber nicht direkt vermarkteten EEG-Anlagen inklusive der Abwicklung des unverzüglichen horizontalen Belastungsausgleiches innerhalb Deutschlands. Dabei wirkt sich der zunehmende Trend zur direkten Vermarktung von EEG-Erzeugung durch die Anlagenbetreiber dahingehend aus, dass die durch den ÜNB nicht zu vermarktenden Mengen im Zuge der Stammdatenerfassung, der Einsatzprognose und der Isterfassung vollständig von den nach EEG-Festpreis geförderten Mengen separiert werden müssen. Diese Umstände wirken sich unmittelbar auf die Art und die Umfänge der Abwicklung von Datenaustauschen aus.

Nachfolgend wird dargestellt, welche Informationen ein ÜNB zur kontinuierlichen Prognose und Überwachung der Netzbelastung und der für die Frequenzhaltung relevanten Systembilanz benötigt.

Hierzu werden zunächst im Kapitel 3 die zur Bewältigung der konkreten Aufgabe erforderlichen Betriebs-Daten erläutert. Diese müssen durch geeignete Stammdaten entsprechend Kapitel 4 ergänzt werden.

3 Daten- und Informationsbedarf zur Überwachung und Prognose von Netzbelastung und Systembilanz

3.1 Grundsätzliche Prognoseanforderungen

Im Rahmen der Systembetriebsplanung und Systemführung erfolgt eine Prognose der Netzbelastung bzw. Netzsicherheit durch den ÜNB, indem Netzmodelle erstellt werden, die für den Prognosehorizont im Viertelstunden- bis Stundenraster

- die vom ÜNB erwartete Übertragungsnetztopologie mit
- Prognosen der Leistungsbilanzen der verschiedenen Typen von Netzknoten, nämlich
 - Kuppelknoten zu benachbarten Übertragungsnetzen,
 - Anschlussknoten von direkt an das Übertragungsnetz angeschlossenen Erzeugungseinheiten und Lasten,
 - Anschlussknoten oder Netzgruppen unterlagerter Verteilungsnetze

verknüpfen.

Diese Vorgehensweise entspricht dem Stand der Technik in europäischen Übertragungsnetzen, wie dieser z.B. im Rahmen des Day-ahead Congestion Forecast (DACF) heute praktiziert wird. Für eine – zur Gewährleistung der Sicherheit des Elektrizitätsversorgungssystems in der Regelzone bei maximaler Kapazitätsausnutzung notwendige – höchstmögliche Prognosegüte ist dabei entscheidend, alle Elemente des Netzmodells sowie o.g. Leistungsbilanzen mit hoher Genauigkeit prognostizieren zu können. Während die Prognose der Topologie durch den ÜNB selbst erfolgt, sind für die Bildung der Leistungsbilanzen Informationen aus dem eigenen Netz des ÜNB sowie unterlagerten Netzen erforderlich.

Die Bildung und Prognose der Leistungsbilanzen ist infolge der Verantwortung des ÜNB für die Einhaltung des Gleichgewichtes zwischen Erzeugung und Verbrauch gleichzeitig Grundlage für die Beurteilung und Ergreifung von Gegenmaßnahmen im Falle von Bilanzabweichungen. Hierbei beschränkt sich der Fokus allerdings nicht nur auf die regionale transportrelevante Leistungsbilanz, sondern muss gesamthaft alle relevanten Bilanzbestandteile in der Regelzone, einschließlich aller Erzeugungs- und Verbrauchsarten (hier: Fokus Letztverbrauch) und ihrer Einflussparameter, umfassen.

3.2 Datenbedarf von Erzeugungsanlagen

Erzeugungsanlagen, die an Netze der Spannungsebenen 110kV und höher angeschlossen sind, beeinflussen unmittelbar die Lastflusssituation im Übertragungsnetz. Erzeugungsprognosen der Kraftwerksbetreiber und korrespondierende Online-Werte der Einspeisung sind daher unabdingbarer Datenbedarf zur Wahrnehmung der Systemverantwortung.

Aufgrund der in den letzten Jahren deutlich gestiegenen Bedeutung von Intra-Day-Märkten, der korrespondierenden Einführung von Intraday-Kapazitätsallokationen und daraus resultierenden kurzfristigen Anpassungen der Erzeugungsleistung von Kraftwerken ist zur Einhaltung der Verpflichtungen nach EU-Richtlinie 714/2009 eine kurzfristige Aktualisierung von Erzeugungsfahrplänen (Kraftwerkseinsatzprognosen) unverzichtbar, wobei die ÜNB erwarten, dass die übermittelten Fahrplanwerte trotz fehlender Abrechnungsrelevanz verbindlich der zum Meldezeitpunkt tatsächlich geplanten Fahrweise entsprechen. Nur auf der Grundlage verlässlicher Eingangsgrößen lassen sich verlässliche Lastfluss- und Kapazitätsanalysen erstellen.

Jede Änderung der Einsatzplanung der Erzeugung erfordert grundsätzlich eine Neubewertung des Systemzustandes. Datenaktualisierungen müssen dem ÜNB daher unverzüglich nach Bekanntwerden durch den Kraftwerksbetreiber angezeigt werden, beginnend am Vortag (nach Schließen des Spotmarktes) mit der erstmaligen Übermittlung der Fahrplananmeldung (14:30Uhr) sowie der Erzeugungs-Einsatzprognosen und endend mit dem Betriebszeitpunkt.

Zum Zwecke der Netzkapazitätsprognose für den Spotmarkt benötigen die ÜNB darüber hinaus bereits am Tag D-2 (16Uhr) die Information zu geplanten Kraftwerks-Nichtverfügbarkeiten.

Die obigen Daten müssen unabhängig von der Nennleistung generatorscharf für Erzeugungen aller Energieträger an Netzen $\geq 110\text{kV}$ bereitgestellt werden, sofern die Erzeugungseinheiten durch den Anlagenbetreiber oder von ihm Beauftragte selbst vermarktet werden.

Davon ausgenommen sind Wind- und Photovoltaikerzeugungsanlagen, solange Leistungsanteile auf der Grundlage des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) durch den Übertragungsnetzbetreiber vermarktet werden und dieser hierzu Prognosen erstellt.

Für an die Anschluss-Spannungsebene von 110 kV und darunter angeschlossene Erzeugungsanlagen sind Aggregationen vorstellbar. In diesem Fall muss für die Ermittlung

von Prognoseabweichungen eine Vergleichsmöglichkeit mit den entsprechenden Online-Werten gegeben sein, z.B. über eine Aggregation der Prognosen nach Betreiber pro Primärenergietyp (konventionelle Anlagen, wärmegeführte Anlagen, Windenergieanlagen, Photovoltaik (PV)-Anlagen, übrige EEG-Anlagen).

Die ÜNB sehen es infolge der organisatorischen Nähe von Bilanzkreisverantwortung und Kraftwerkseinsatzplanung auf Seiten der Marktteilnehmer darüber hinaus als erforderlich an, dass Erzeugungsprognosen auf der Basis einzelner Erzeugungseinheiten mit den der Fahrplananmeldung für Bilanzkreise zugrundeliegenden Annahmen (FC_PROD-Fahrpläne, vgl. Abschnitt 3.4) sowohl in der Vortagesplanung als auch bei nachfolgenden Änderungsmeldungen grundsätzlich hinsichtlich zeitlicher Aktualität und Inhalt korrelieren.

Des Weiteren sind folgende Daten erforderlich:

- Informationen über die minimal und maximal fahrbaren Leistungen der Erzeugungseinheiten, für die auch Online-Einspeisewerte übermittelt werden,
- Zustandsinformationen (z. B. Block im Eigenbedarf gefangen, synchronisierbereit, in der Anfahrt befindlich, ...) der Erzeugungseinheiten auf der Höchstspannungsebene und bei relevanten Erzeugungseinheiten auf der Hochspannungsebene.

3.3 Leistungsbilanzen an Übergaben zwischen Übertragungs- und Verteilungsnetz

3.3.1 Erfordernis der Trennung von Bilanzinflüssen nach Einspeisungen und Letztverbrauch

Die Prognose der Leistungsbilanzen für die unterlagerten Verteilungsnetze, stellt eine besondere Herausforderung dar. Diese Leistungsbilanz setzt sich aus der Abnahme der in diesen Netzen angeschlossenen Letztverbraucher, verringert um die Einspeisung in unterlagerten Ebenen angeschlossener Erzeugungsanlagen, zusammen. Die Versorgungs- und Transportaufgabe in einigen deutschen Regelzonen zeichnet sich durch einen besonders hohen Anteil derartiger Erzeugungsanlagen aus, die zeitweise zu Rückspeisungen in das Übertragungsnetz führen. Dabei handelt es sich einerseits um Anlagen zur Elektrizitätserzeugung auf Basis von Windenergie und Photovoltaik mit

deutschlandweit insgesamt ca. 44 GW³ installierter Nennleistung und überwiegendem Anschluss an Verteilungsnetze. Darüber hinaus sind deutschlandweit auch in Verteilungsnetzen thermische Erzeugungsanlagen, speziell mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), mit vielen tausend MW installierter Nennleistung angeschlossen. Eine genaue Aussage zur installierten Nennleistung kann gegenwärtig infolge der unzureichenden Datentransparenz und eines fehlenden belastbaren Kraftwerksregisters von den ÜNB nicht gemacht werden.

3.3.2 Einflussparameter auf Leistungsbilanzen und Prognoseanforderungen

Der Einfluss unterlagerter Erzeugung führt zur hohen Prognosekomplexität für die Leistungsbilanzen der Übergaben in das Verteilungsnetz und damit die Prognose der Lastflüsse im Übertragungsnetz.

Eine direkte Prognose der Leistungsbilanzen anhand statistischer Verfahren scheitert infolge des unterschiedlichen Zeitverhaltens der bestimmenden Größen Einspeisung und Letztverbrauch und ihrer wesentlichen Einflussparameter.

Einflussparameter auf die Einspeisung sind abhängig von der betrachteten Primärenergieart

- Vermarktungsentscheidungen von Anlagenbetreibern bei Großkraftwerken,
- Der Wärmebedarf bei wärmegeführten KWK-Anlagen,
- Das Wind- und Sonnendargebot bei EEG-Anlagen.

Bei der Letztverbrauchsprognose ausreichend großer Verbrauchergruppen (Ausnahme Großverbraucher) gelten insbesondere Temperatur und Tageszeit als wesentliche Einflussparameter.

Der ÜNB muss daher zur Wahrnehmung der Systemverantwortung über separate Prognosen der verschiedenen Einflussfaktoren, d.h.

- des Letztverbrauchs der Netzknoten/-gruppen sowie
- der unterlagerter Erzeugung, aufgrund der unterschiedlichen Einspeisecharakteristik separiert nach Erzeugungstechnologien Wind, Solar, übrige EEG (Biomasse, Laufwasser), wärmegeführte Kraftwerke und sonstigen konventionellen Kraftwerken

verfügen um diese anschließend überlagern zu können.

³ Stand Mai 2011

Verfügen die Betreiber von Erzeugungsanlagen nicht über Prognosedaten, die dem ÜNB bereitgestellt werden können, muss der systemverantwortliche ÜNB in die Lage versetzt werden, geeignete Estimations- und Prognosemodelle für die wesentlichen Erzeugungs- und Verbrauchsanteile selbst entwickeln zu können.

Für Erstellung und Training dieser Modelle benötigt der ÜNB Istwerte über die Erzeugungs- und Verbrauchsanteile, die das jeweilige Gesamtverhalten bestmöglich beschreiben. Insbesondere für die aktuelle Systemzustandsbewertung sowie für die Erstellung belastbarer Kurzfristprognosen müssen Online-Werte der verschiedenen oben genannten Erzeugungsarten vorliegen, die im Nachgang wieder zum Training der Modelle verwendet werden können.

Im Sprachgebrauch der ÜNB ist ein Online-Wert ein Wert, der kontinuierlich im Sekundenraster übertragen wird. Erlaubt die gegebene (leit-)technische Infrastruktur des Datenbereitstellers in Ausnahmefällen keine sekundliche Datenerfassung und –übermittlung, kann ein Istwert anstelle eines Online-Wertes dann noch verwendet werden, wenn der Zeitversatz zwischen dem Gültigkeitszeitpunkt des Wertes und seiner Bereitstellung an den ÜNB nicht mehr als 15 Minuten beträgt und die Übermittlung mindestens einmal pro Viertelstunde vorgenommen wird. Diese minimal erforderliche Übermittlung orientiert sich am heutigen Zyklus der Werterneuerung bei der Abwicklung des horizontalen Belastungsausgleiches durch die deutschen ÜNB gemäß EEG.

3.3.3 Erforderliche Erzeugungsdaten aus dem Verteilungsnetz

Zu den erforderlichen Daten der EEG-Einspeisung in Verteilungsnetzen zählen alle Online-Messwerte regenerativer Einspeisungen, unabhängig davon, ob es sich hierbei um EEG-geförderte Anlagen oder um Anlagen handelt, die z. B. aufgrund ihres Betriebsalters nicht mehr EEG-förderfähig sind oder durch die Anlagenbetreiber direkt vermarktet werden. Diese Angaben werden einerseits unmittelbar zur Ermittlung des Istwertes der relevanten EEG-Einspeiseart, andererseits zum Training der Hochrechnungs- und Prognoseverfahren benötigt. Dabei benötigt der ÜNB das gesamte online gemessene Erzeugungspotenzial je Energieart.

Für alle lastganggemessenen Anlagen werden Zählwerte benötigt, auch für online gemessene Anlagen. Diese Daten verwendet der ÜNB zur Kalibrierung der Hochrechnung und Prognose.

Die obige Vorgehensweise ist analog auf Nicht-EEG-Anlagen zu übertragen, d.h. es ist die Zurverfügungstellung des gesamten durch Online-Istwerte erfassten Anlagenpotenzials an den ÜNB erforderlich. Für alle nicht online gemessenen Anlagen sind die verfügbaren Zählwerte (lastganggemessen, arbeitsgemessen) erforderlich.

Die ÜNB gehen davon aus, dass in den Verteilungsnetzen die Online-Istwerte von EEG-Anlagen jedem VNB im Zusammenhang mit der Umsetzung des §6 EEG bereits zur Verfügung stehen und eine Aggregation und Bereitstellung an den ÜNB somit unproblematisch ist.

Zur ausreichenden Abdeckung der Lastflussauswirkungen im Übertragungsnetz ist eine Aggregation der Online-Werte auf Netzgruppen/Netzknoten zulässig, sofern hierdurch kein nennenswerter Qualitätsverlust beim Prognoseergebnis eintritt, d.h. bei ausgedehnten 110-kV-Netzen kann ggf. ein Abstellen auf Unterregionen oder Schwerpunktknoten erforderlich sein.

Die oben genannte Aggregationstiefe erfüllt ebenfalls die Voraussetzungen zur Erfassung und Steuerung der Systembilanz.

Eine Aggregation von Online-Werten ist dagegen bei der Online-Übertragung der Einspeiseleistung der für die Ist-Hochrechnung der Windenergie- und Photovoltaikeinspeisung genutzten Referenzanlagen nicht zulässig. Dabei ist – z. B. zur Detektion von Anlagen- bzw. Messwertstörungen bzw. regionalen Unterschieden der EEG-Einspeisung – die Einspeisung jeder Anlage bzw. jedes Parks einzeln zu übertragen. Infolge der fortgesetzten zeitweise starken Fehlerhaftigkeit der Ist-Hochrechnung ist jedoch eine Ausweitung der Datenbasis bis hin zur möglichst vollständigen Online-Erfassung der Wind- und PV-Einspeisung notwendig, wobei die Datenbereitstellung an den ÜNB getrennt nach EEG-geförderten sowie direkt vermarkteten Anlagen erfolgen muss.

Im Zusammenhang mit der Online-Datenübertragung ist es unabdingbar die Informationen bereits im Normalbetrieb permanent zu übertragen, weil im Störfall ein situationsbezogener schneller Start der Datenübertragung nicht möglich ist.

3.3.4 Erforderliche Daten des Letztverbrauchs

Für die Prognose der Last des Letztverbrauches existieren bereits Prognoseverfahren, die jedoch sämtlich einer Parametrierung (Training) zur Abbildung des regionalen Verbrauchsverhaltens anhand historischer Daten des Letztverbrauches bedürfen. Da sich der Letztverbrauch jedoch zu einem relevanten Teil aus dem Verbrauch nicht leistungsgemessener Verbraucher ergibt, kann sie nicht direkt gemessen werden. Vielmehr

ist eine Ermittlung nur mittelbar durch eine Bereinigung gemessenen Leistungsbilanz am konkreten Netzknoten bzw. der Netzgruppe um die gleichzeitige Erzeugung (siehe 3.3.1) in den unterlagerten Ebenen des Netzknotens bzw. der Netzgruppe möglich.

Zur ausreichenden Abdeckung der Lastflussauswirkungen im Übertragungsnetz ist eine Aggregation des Letztverbrauches auf Netzgruppen/Netzknoten zulässig, solange hierdurch kein nennenswerter Qualitätsverlust beim Prognoseergebnis eintritt, d.h. bei ausgedehnten 110-kV-Netzen kann ein Abstellen auf Unterregionen oder Schwerpunktknoten erforderlich werden.

Die oben genannte Aggregationstiefe erfüllt ebenfalls die Voraussetzungen zur Erfassung und Steuerung der Systembilanz.

Ein bei der Verbrauchslastprognose zu berücksichtigender Einflussfaktor ist das Verbrauchsverhalten von (Groß-)Verbrauchern, deren Korrelation zu dem mit üblichen Verfahren prognostizierten Verbrauch des aggregierten Letztverbrauches von in der Regel nicht leistungsgemessenen Verbrauchern nicht notwendigerweise so hoch ist, dass sich eine separate Prognose erübrigt („atypische“ Verbraucher).

Die Relevanz der Separierung dieser „atypischen“ Verbraucher – vorrangig in der 110kV-Ebene - ergibt sich vor dem Hintergrund der grundsätzlichen Verschlechterung der Prognosequalität bei summarischer Betrachtung aller Verbrauchsgruppen sowie als Folge der Wahlmöglichkeit von Industriekunden zur Verschiebung des Hochlastzeitfensters nach §19 Netzentgeltverordnung. Ferner wirken sich Leistungshübe großer Verbraucher unmittelbar auf die Systembilanz und damit den Regelleistungseinsatz aus.

Um den Einflussgrad atypischer Verbraucher zu berücksichtigen, sind diese durch Übermittlung geeigneter Online-Werte vom „übrigen“ Letztverbrauch abzugrenzen so dass auf dieser Grundlage ein separates Prognosemodell für den atypischen Letztverbrauch entwickelt werden kann.

Im Falle des technischen Fehlens von Online-Werten benötigt der ÜNB ersatzweise Zeitreihen zum Letztverbrauch (leistungsgemessener) „atypischer“ Großverbraucher aus den unterlagerten Verteilnetzen.

Die Aggregationstiefe der Istwerte für atypischen Letztverbrauch entspricht der des aggregierten Letztverbrauches.

Die Identifikation der betroffenen atypischen Letztverbraucher muss zwischen ÜNB und Anschluss-VNB auf der Grundlage von Korrelationsanalysen erfolgen.

3.4 Datenbereitstellung und Pflichten der Bilanzkreisverantwortlichen

Die Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) in einer Regelzone sind für eine ausgeglichene Leistungsbilanz ihrer Bilanzkreise verantwortlich (§ 4 (2) StromNZV) und haben zur Abwicklung von Energielieferungen den ÜNB entsprechende, ausgeglichene Fahrplanbilanzen mitzuteilen (§ 5 (1) StromNZV). In der Vorausschau sollte somit im Erwartungswert eine grundsätzlich ausgeglichene Systembilanz gewährleistet sein.

Da jedoch Bestandteile der Einspeisungen und Entnahmen im Bilanzkreis von den BKV nicht direkt beeinflusst und prognostiziert werden können, treten in der Praxis neben der normalen Schwankungsbreite mitunter signifikante Prognosefehler mit Auswirkungen auf die Systembilanz auf, die von den systemverantwortlichen ÜNB durch den Einsatz von zusätzlicher Regelleistung ausgeglichen werden müssen.

Seit Umsetzung des Netzregelverbundes beobachten die vier deutschen ÜNB kontinuierlich den für Gesamt-Deutschland erforderlichen Regelleistungseinsatz. Infolge der zu beobachtenden zeitweisen vollständigen Ausschöpfung der Regelreserven sehen es die vier ÜNB als unabdingbar an, den Regelleistungsbedarf prognostisch zu ermitteln. Es ist daher sinnvoll und notwendig, bereits im Vorfeld der operativen Betriebsführung den Einsatz von Regelreserve abschätzen zu können und im Falle einer erkennbaren Reserveknappheit Notmaßnahmen vorzubereiten bzw. zu ergreifen.

Dieses erfolgt auf der Grundlage einer Gegenüberstellung der Bilanzkreisdaten mit der ÜNB-seitigen Verbrauchslast- und Erzeugungsprognose. Der saldierte Differenzbetrag ist das Maß für die erwartete einzusetzende Regelleistung.

Die ÜNB sehen es als notwendige Pflicht eines jeden BKV an, die Bilanz seines Bilanzkreises durch eine Prognose des durch ihn versorgten Endkundenanteils sowie Disposition/Kennntnis der in den Bilanzkreis einspeisenden, d. h. zähltechnisch zugeordneten Erzeugung bestmöglich selbst zu prognostizieren und diese Prognose im Falle von Änderungen (z. B. Kundenwechsel, Änderung der Einspeisefahrpläne) bestmöglich nachzuführen. Die relevanten Teilinformationen für Erzeugung und Verbrauch als Grundlage für die Fahrplanbilanz (=Austausch mit anderen Bilanzkreisen) des Bilanzkreises müssen dem ÜNB in Form der Zeitreihen FC_Cons und FC_Prod angezeigt werden. Es sind hierfür die Planungsdaten des BKV zu verwenden, die er ohnehin vorliegen hat. Dabei ist es aus Sicht der ÜNB erforderlich, dass eine Neuplanung durch den BKV dem ÜNB unverzüglich nach Vorliegen der aktualisierten Planungsdaten angezeigt wird. Ferner ist es erforderlich, dass Fahrplanänderungen für den Bilanzkreis nach neu getätigten Stromgeschäften dem ÜNB möglichst umgehend angezeigt werden, auch wenn nach §5 Netzzugangsverordnung

kürzere Vorlaufzeiten zwischen Fahrplananmeldung und Durchführung grundsätzlich zulässt. Anderenfalls würde der ÜNB Prognosen auf der Grundlage nicht mehr aktueller Informationen erstellen und ggf. sein Handeln danach ausrichten. Dieses kann zu Inkonsistenzen im Planungsprozess und im Grenzfall zur Systemgefährdung führen.

3.5 Datenbedarf infolge VNB-Netzsicherheitsmanagement

Da bereits heute VNB mit hohem Anteil regenerativer Erzeugungsleistung infolge von Netzüberlastungen temporär erzeugungsseitiges Netzsicherheitsmanagement (NSM) durchführen, ohne selbst Ersatzleistung für die abgesenkte Erzeugungsleistung zu beschaffen, wird ein gelöstes Engpassproblem des VNB in ein Systembilanzproblem des ÜNB umgewandelt. Ferner wird in das EEG-Bilanzkreismanagement des ÜNB eingegriffen. Es ist zu erwarten, dass Häufigkeit und Umfang solcher Fälle in den nächsten Jahren weiter zunehmen werden.

Solange die EEG-Einspeisung auf der Grundlage von Hochrechnungsverfahren, basierend auf Referenzanlagen, bestimmt wird, ist die EEG-Einspeisung als Ursache für einen Systembilanzeinfluss nur dann erkennbar, wenn zufällig als repräsentativ eingestufte und zur Hochrechnung verwendete Referenzanlagen anteilig mit abgeschaltet würden. Da das in der Praxis in der Regel so nicht eintritt, ergeben sich unkalkulierbare Fehler bei der Erfassung der Ist-Einspeisung. Zur Begrenzung von Risiken aus fehlender bzw. fehlerhafter Einbeziehung von sicherheitsbedingten Eingriffen des VNB in den Betrieb von Kundenanlagen benötigt der ÜNB zwingend folgende Informationen:

- Überblick über die Gebietsstruktur des NSM in unterlagerten Netzen in Form der NSM-Gebiete
- Installierte Erzeugungsleistung pro Energieträger (vgl. Abschnitt 3.2) und NSM-Gebiet, die in das NSM integriert sind
- Bei EEG-Anlagen zusätzlich: Anteil der direkt vermarkteten installierten EEG-Leistung pro NSM-Gebiet
- Istwert der durch den VNB abgesenkten Leistung pro NSM-Gebiet.

Obige Ausführungen unterstreichen zusätzlich die Unverzichtbarkeit einer möglichst umfangreichen Direktmessung der Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien sowie das Erfordernis, VNB zu verpflichten, Leistungsreduzierungen im Zuge des Netzsicherheitsmanagements dem ÜNB im Vorfeld hinsichtlich Leistungshöhe und Dauer anzuzeigen. Beides ist heute nicht gegeben.

3.6 Daten zur Online-Überwachung des Netzzustandes bei angrenzenden Netzen

Die kontinuierliche Überwachung der Netzbelastung erfolgt branchenweit in Übertragungsnetzen in der Regel in zwei Schritten:

- Die eingehenden, potenziell mit Ungenauigkeiten bzw. Messfehlern behafteten Messwerte werden kurzzyklisch mit Hilfe des Verfahrens der State Estimation fehlerbereinigt, das betrifft alle relevanten elektrischen Daten und Kenngrößen mindestens eigener Netzknoten und Betriebsmittel sowie der mit dem eigenen Netz verbundenen Knoten benachbarter oder unterlagerter Netze.
- Anschließend wird auf der Grundlage der fehlerbereinigten Messwerte im Rahmen einer sogenannten Ausfallsimulation untersucht, wie sich der Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels auf den Systemzustand auswirken würde. Insbesondere wird dabei geprüft, ob das in der Systemführung von Übertragungsnetzen übliche $(n-1)$ -Kriterium, d. h. die grundsätzliche Anforderung an das System, den Ausfall eines Betriebsmittels ohne weitere Grenzwertverletzungen zu beherrschen, in der untersuchten Situation eingehalten wird und wie groß die verbleibende Sicherheitsreserve bzw. die Grenzwertverletzung ist.

Die Anwendung der State Estimation erfordert die Beobachtbarkeit des überwachten Netzbereichs im eigenen und angrenzenden Netz (gleiche Netzebene, unterlagertes Netz). Hierunter ist eine weiträumige Messung elektrischer Kenngrößen mit ausreichender Redundanz zur Erkennung und Korrektur von Messfehlern zu verstehen. Insbesondere ist es notwendig, dass dem ÜNB online knotengenaue Messwerte zu

- Wirk- und Blindleistungseinspeisung an das Übertragungsnetz angeschlossener Erzeugungseinheiten sowie
- Wirk- und Blindleistungsbilanzen des Leistungsaustauschs mit unterlagerten Netzen

zur Verfügung gestellt werden. Dabei ist eine über den Anschlussknoten am Übertragungsnetz hinausgehende Saldierung von Leistungsflusswerten wegen der unterschiedlichen Lastflusswirkungen unzulässig.

Bei der Durchführung von Ausfallsimulationen kann die Lastflusssituation im Übertragungsnetz und im ebenfalls (teilweise) vermascht betriebenen unterlagerten 110-kV-Netz nicht isoliert voneinander betrachtet werden. Vielmehr wirken sich Netztopologie im 110-kV-Netz und Schaltung/Stufenschalterstellung der Transformatoren zwischen Übertragungsnetz und 110-kV-Netz auch auf die Flüsse im Übertragungsnetz aus, so dass

entsprechende Effekte bei der Online-Ausfallsimulation berücksichtigt werden muss. Hierzu ist es erforderlich unterlagerte 110-kV-Netze deshalb explizit oder in Form von Netzäquivalenten abzubilden. Zur Parametrierung dieses 110-kV-Netzabbildes ist seitens der VNB die Bereitstellung der elektrischen Kenndaten der Netzbetriebsmittel und der Daten zum aktuellen Schaltzustand bzw. der Transformator-Stufenschalterstellung - ggf. zur Verringerung der auszutauschenden Datenmengen nach Abstimmung mit dem ÜNB regional zu Netzäquivalenten aggregiert - notwendig.

4 Stammdaten

Im Abschnitt 3 wurden Informations- und Datenbedarfe für bestimmte, aus den Pflichten eines ÜNB resultierende Aufgaben hergeleitet. Hierbei handelt es sich um Informationen, die im Zuge des Betriebes und der Betriebsplanung der Übertragungsnetze und Regelzonen regelmäßig neu anfallen.

Darüber hinaus sind Daten erforderlich, die diese betrieblichen Daten ergänzen und weiter erklären, insbesondere im Falle der Aggregation von Informationen, z.B. von Online-Messwerten aus Windenergieanlagen zu einem Summenwert.

Hierzu gehören:

- Daten über die technischen Fähigkeiten der einzelnen an das ÜNB- oder unterlagerte Netze angeschlossenen Erzeugungseinheiten, wie installierte Leistung, Primärenergieart (vgl. Abschnitt 3.2), Anschlussnetzbetreiber und Anschluss-Netzgruppe, Inbetriebnahmezeitpunkt, minimale und maximale Leistungsgrenzen.
- Daten wie vorstehend für atypische Letztverbraucher.
- Zählpunktbezeichnung pro Anlage und deren Zuordnung zu einem Summenmesswert, bei EEG-Anlagen zusätzlich die Aussage, welcher Anteil der installierten Leistung einer Anlage direkt vermarktet wird. Diese Information ermöglicht es dem ÜNB, den durch den ÜNB zu vermarktenden EEG-Anteil sowie den unverzüglich transportrelevanten horizontalen EEG-Belastungsausgleich zu bestimmen. In Abhängigkeit des Prognoseverfahrens für PV-Anlagen können weitere Stammdaten wie z. B. Neigungswinkel, Ausrichtung der Anlage nach Himmelsrichtung, Nachführung der Ausrichtung der Anlage und Solarflächenreinigung von Interesse sein.
- Informationen zur ggf. vorhandenen Prozessabhängigkeit der elektrischen Leistung von weiteren Parametern, z.B. bei Anlagen mit Wärmeerzeugung. Hierdurch können bei fehlenden Messwertbereitstellungen die fahrbaren Gesamtleistungspotenziale abgeschätzt werden.
- Geplante Außerbetriebnahmen von Anlagen, wenn diese mangels Messbarkeit durch pauschalierende Prognose- und Hochrechnungsverfahren berücksichtigt werden müssen. Es ist dem ÜNB nicht zuzumuten, dass er geplante Nichtverfügbarkeiten von einer ggf. hohen Anzahl von Erzeugungsanlagen kleinerer Nennleistung nicht

vorab gemeldet bekommt, der ÜNB am Ende aber für den Ausgleich des hieraus resultierenden ggf. signifikanten Prognosefehler verantwortlich ist.

- Detailinformationen zum Konzept der ferngesteuerten Leistungsreduktion von EEG-Anlagen nach § 6 (1) EEG.
- bei Windenergieanlagen zusätzlich installierte Leistung in nachgerüsteten Altanlagen nach SDLWindV, Anlage 3.

5 Das Verhältnis zwischen dem Informationsbedarf auf der Grundlage von EEG und EnWG

Die Wahrnehmung der Systemverantwortung wird im EnWG geregelt und schließt dabei untrennbar die Umsetzung der Pflichten nach dem EEG und die Beachtung von Vorrangregelungen für EEG-Einspeisungen ein.

Dabei hat die Umsetzung des EEG dazu geführt, dass in der Vergangenheit in der Informationskette Erzeuger-VNB-ÜNB Standardisierungen eingeführt wurden, die heute die Grundlage für regelmäßige Meldungen von Anlagenstammdaten und –zähl-daten bilden. Allerdings besitzen die ausgetauschten Informationen heute überwiegend wirtschaftliche und prognostische Relevanz mit ausschließlicherm Fokus auf Erneuerbare Energien.

Infolge der starken Übereinstimmung der erforderlichen Daten und Informationen für EEG- und Nicht-EEG-Anlagen und zum Teil für Verbrauchsanlagen erscheint es daher zielführend, das im EEG bereits genannte und von den vier ÜNB unterstützte bundesweite zentrale EEG-Anlagenregister um weitere betriebliche Informationen und Daten zu erweitern und so eine effiziente aufgabenübergreifende Nutzung von Informationen durch den ÜNB und deren einheitliche Bereitstellung durch die Datenlieferanten sicher zu stellen.

Die Vereinheitlichung und Zusammenführung von Informationsflüssen für die Abwicklung der Aufgaben aus dem EEG sowie dem EnWG stellt eine Herausforderung dar, die nur über eine brancheneinheitliche Lösung erreicht werden kann. Neben der Standardisierung der Informationsinhalte sollten dann auch die Informationszyklen aufgabenübergreifend geregelt werden.

6 Unterlagen

- [1] Consentec/FGH: Notwendige Daten und Informationen zur Wahrnehmung der Systemverantwortung in der Regelzone von 50Hertz Transmission, 21.05.2010
- [2] Transmission Code 2007, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, August 2007

7 Datenbedarf nach §12(4) EnWG - Gesamtübersicht

	Vorplanung	Prognosen Intraday	Online-Übermittlung	Zählwerte bzw. Abrechnungsprofile	Stammdaten aller Einzelanlagen / "atypischen" Großverbrauchern (siehe auch 4. Stammdaten)	Wer kann liefern?	
A1 Einspeisung aller Erzeugungsanlagen mit 380/220/110-kV-Anbindung, generatorscharf bzw. 110kV-seitig geeignet voraggregiert	Wirkleistung, Nichtverfügbarkeit; Pmin/Pmax	Wirkleistung, Pmin/Pmax	Wirkleistung (380/220/110kV), Blindleistung (380/220kV), Zustandsdaten der Erzeugungsanlage, Pmin/Pmax	Wirkleistung Einzelwerte	technische Daten (z.B. Leistungsgrenzen Pmin/Pmax, Generator, Netzbetriebsmittel), Primärenergieart, Inbetriebnahmezeitpunkt; Zählpunkt/Zählpunktzuordnung; Prozessabhängigkeiten; bei EEG-Anlagen Informationen Netzsicherheitsmanagement;	Anlagenbetreiber, VNB	
A2 Summe Erzeugungsanlagen ≤ 110kV netzgruppen- oder netzknotenscharf, separat für Energieträger nach 3.2	Summen-Wirkleistung pro Betreiber bei Direktvermarktung, Nichtverfügbarkeit Einzelanlagen	Summen-Wirkleistung pro Betreiber bei Direktvermarktung	Summen-Wirkleistung, Zustandsdaten der Erzeugungsanlage	Wirkleistung Einzelwerte	technische Daten (z.B. Leistungsgrenzen Pmin/Pmax, Generator, Netzbetriebsmittel), Primärenergieart, Inbetriebnahmezeitpunkt; Zählpunkt/Zählpunktzuordnung; Prozessabhängigkeiten; bei EEG-Anlagen Informationen Netzsicherheitsmanagement;	Anlagenbetreiber, VNB	
A3 Daten großer Letztverbraucher mit atypischer Verbrauchscharakteristik ≤ 110 kV	Wirkleistung (ggf zu Netzgruppe/ Netzknoten aggregiert)	Wirkleistung (ggf zu Netzgruppe/ Netzknoten aggregiert)	Wirkleistung (ggf zu Netzgruppe/ Netzknoten aggregiert))	Wirkleistung (Einzelwerte)	technische Leistungsbereiche (Einzelwerte); Zählpunktzuordnung;	VNB	

	Vorplanung	Prognosen Intraday	Online-Übermittlung	Zählwerte bzw. Abrechnungsprofile	Stammdaten aller Einzelanlagen / "atypischen" Großverbrauchern (siehe auch 4. Stammdaten)	Wer kann liefern?	
A4 Knotenpunkt/Netzgruppen scharfe Letztverbräuche/Lasten	Wirkleistung (ggf zu Netzgruppe/Netzknott aggregiert)	Wirkleistung (ggf zu Netzgruppe/Netzknott aggregiert)	Wirkleistung (ggf zu Netzgruppe/Netzknott aggregiert)	Wirkleistung (Einzelwerte)		VNB/ direkt angeschlossene Kunden	
A5 Lieferung FC-Cons/FC-Prod in Verbindung mit Bilanzkreisfahrplänen	Wirkleistung	Wirkleistung				BKV	
A6 Informationen zur Direktvermarktung von EEG-Anlagen					Anteil der installierten direkt vermarkteten Leistung	Anlagenbetreiber	
A7 Informationen zum NSM der VNB		Erwartete Leistungseinsenkung	Aktuelle Leistungseinsenkung		Konzept und Struktur des Netzsicherheitsmanagements	VNB	

8 Datenbedarf nach §12(4) EnWG - Pivotübersicht

Angaben in Bezug auf Netzknoten des Übertragungsnetzes								
Netzanschluß in Spannungsebene	konventionelle Anlagen	wärmegeführt e Anlagen	Windenergie-Anlagen	Photovoltaik-Anlagen	übrige EEG-Anlagen	Großverbraucher mit atypischer Verbrauchscharakteristik	Verbrauch (Endkundenentnahme)	Verbrauch (Endkundenentnahme)
380/220 kV	VTP (TA) KFP (TA) ONL (P, Q, ZI) ZW (P; Q) StD	VTP (TA) KFP (TA) ONL (P, Q, ZI) ZW (P; Q) StD	VTP (VE) KFP (VE) ONL (P, Q) ZW (P; Q) StD	VTP (VE) KFP (VE) ONL (P, Q) ZW (P; Q) StD	VTP (P) KFP (P) ONL (P, Q) ZW (P; Q) StD	VTP (VE) KFP (VE) ONL (P, Q) ZW (P, Q) StD	VTP (P, aggregiert)	FC_CONS aller BKV
110 kV (pro Generator bzw. pro Netzknoten)	VTP (TA) KFP (TA) ONL (P, ZI nach Absprache) ZW (P) StD	VTP (TA) KFP (TA) ONL (P, ZI nach Absprache) ZW (P) StD	VTP (VE) KFP (VE) ONL (P) ZW (P) StD	VTP (VE) KFP (VE) ONL (P) ZW (P) StD	VTP (P) KFP (P) ONL (P) ZW (P) StD	VTP (VE) KFP (VE) ONL (P) StD	VTP (P, aggregiert)	
< 110 kV pro VNB-Netzgruppe	VTP (P, aggregiert) ONL (P, aggregiert) StD	VTP (P, aggregiert) ONL (P, aggregiert) StD	ONL (P, einzeln bzw. aggregiert) ZW/LP (P, einzeln bzw. aggregiert) StD	ONL (P, aggregiert) ZW/LP (P, aggregiert) StD	VTP (P, aggregiert) ONL (P, einzeln bzw. aggregiert) ZW/LP (P, einzeln bzw. aggregiert) StD			

Legende:

- KFP** Kurzfriständerungen, aktualisierte Planungsangaben des Vortages im Innertagesbereich
- ONL** Onlineübermittlung von Istwerten (Messwerten/Zustandsinformationen)
- P** Wirkleistung
- Q** Blindleistung
- StD** Stammdaten der Einzelanlagen
- TA** technische Angaben zur Erzeugungsanlage (geplanter Arbeitspunkt, Pmin, Pmax)
- VE** Angaben zu Verfügbarkeitseinschränkungen, Netzsicherheitsmanagement
- VTP** Vortagesplanungsangaben
- ZI** Online-Zustandsinformationen von Erzeugungsanlagen
- ZW/LP** Abrechnungszählwerte