

consentec



**Notwendiger Daten- und Informationsbedarf
zur Gewährleistung einer sicheren Netz- und
Systemführung im Übertragungsnetz**

Gutachten im Auftrag von

**50Hertz Transmission GmbH (Auftraggeber), Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH,
Transnet BW GmbH**

23.05.2016

Consentec GmbH

Grüner Weg 1
52070 Aachen
Deutschland

Tel. +49. 241. 93836-0
Fax +49. 241. 93836-15
E-Mail info@consentec.de
www.consentec.de

in Kooperation mit

**Forschungsgemeinschaft
für elektrische Anlagen und Strom-
wirtschaft (FGH) e.V.**

Besselstraße 20-22
68219 Mannheim
Deutschland

Standort Aachen:
Roermonder Straße 199
52072 Aachen
Deutschland

Inhalt

Glossar	iii
1 Hintergrund und Einleitung	1
2 Herausforderungen für die Wahrnehmung der Systemverantwortung	3
2.1 Aufgaben der Betreiber von Übertragungsnetzen	3
2.2 Anforderungen an das EIN vor dem Hintergrund der fortschreitenden Energiewende	7
2.3 ÜNB-Pflichten aus der Umsetzung europäischer Leitlinien	10
3 Allgemeine Aspekte des EIN	11
3.1 Grundsätze für die Datenübermittlung im Rahmen des EIN	11
3.2 Einführung in die Datenarten	15
4 Grundsatzfragen im Zusammenhang mit der Bereitstellung von Daten und Informationen	17
4.1 Kleinste zu betrachtende Einheit	17
4.1.1 Erzeugungsanlagen und Speicher	18
4.1.2 Letztverbraucher	20
4.2 Umgang mit Lastdaten	22
4.3 Aggregation	23
5 Anforderungen an Prozesse zur Wahrung der Sicherheit und Zuverlässigkeit der elektrischen Energieversorgung	30
5.1 Vorausschauende Betriebsplanung	30
5.2 Echtzeitbetriebsführung	31
6 Konkretisierung des Daten- und Informationsbedarfs	32
6.1 Prozessübergreifende Überlegungen	32
6.1.1 Stammdaten	32
6.1.2 Zähldaten	33
6.1.3 Onlinedaten	33
6.1.4 Planungsdaten	34
6.2 Prozessbezogene Konkretisierung	43

6.2.1	Vorausschauende Betriebsplanung	44
6.2.2	Echtzeitbetrieb der Systemführung	48
6.3	Bestätigung des von den ÜNB dargelegten Datenbedarfs	49
7	Umsetzungsfragen	50
7.1	Stammdaten	50
7.2	Planungsdaten	51
7.3	Onlinedaten	51
7.4	Zählwerte	52
8	Zusammenfassung	53
	Literatur	58
	Anhang: Detailbeschreibung der ÜNB und tabellarische Aufstellung des Datenbedarfs	

Glossar

Netzverknüpfte Ressourcen (NVR)	Netzverknüpfte Ressourcen sind Erzeugungs- und Speicheranlagen gemäß Beschreibung in Kapitel 4.1.1.
Netzanschlusspunkt	Der Netzanschlusspunkt ist der technische Anschlusspunkt der Erzeugungs-, Verbrauchs- oder Speicheranlage in einem Netzgebiet, für den der zuständige Anschlussnetzbetreiber die Netzverantwortung hat (§ 2 Nr. 14 StromNZV).
EE-NVR	Netzverknüpfte Ressourcen mit ausschließlich erneuerbarer Erzeugung (EE) gemäß Kapitel 6.1.4.2.
Groß-NVR	Netzverknüpfte Ressourcen mit Nennleistung größer oder gleich 10 MW und mit Anschlussspannungsebene 110 kV oder höher gemäß Kapitel 6.1.4.2.
S-NVR	Sonstige netzverknüpfte Ressourcen, die keine Groß-NVR oder EE-NVR sind, gemäß Kapitel 6.1.4.2.
Netzbetreiber (NB)	Betreiber eines öffentlichen Versorgungsnetzes.
Verbrauchsstellen (VS)	Verbrauchsstellen, bezeichnet Lokationen mit überwiegend Letztverbrauch entsprechend der Definitionen gemäß Kapitel 4.1.2.
Systembilanz	Die Systembilanz ist die Differenz zwischen dem Fahrplanaustausch und dem tatsächlichen physikalischen Leistungsaustausch unter Beachtung des frequenzkorrigierten Anteiles und bestehender Istwert austausche (Area Control Error, ACE) in einem zum Zwecke der Leistungs-Frequenz-Regelung messtechnisch abgegrenzten Gebiet (Regelzone), zuzüglich der dabei eingesetzten Regelleistung. Eine von Null abweichende Systembilanz führt zu einer Veränderung des ACE und damit zu entsprechender automatischer bzw. manueller Aktivierung von Regelleistung.

ÜNB-Beobachtungsnetz	Der beim ÜNB detailliert abgebildete Netzbereich des eigenen Übertragungsnetzes sowie bestimmter nachgelagerter Verteilnetzebene(n) und benachbarter Übertragungsnetze.
Netzknoten	Alle Netzknoten des ÜNB-Beobachtungsnetzes. In Bezug auf NVR/VS werden die (elektrisch nächstgelegenen) Netzknoten identifiziert, deren Einspeise-/Entnahmesituation durch das Verhalten der NVR/VS direkt beeinflusst wird. Für direkt am ÜNB-Beobachtungsnetz angeschlossene NVR/VS entspricht der Netzknoten dem technischen Netzanschlusspunkt.
Nichtverfügbarkeit	Die nicht verfügbare Leistung einer NVR ist die Leistung, die durch die NVR wartungs- und störungsbedingt nicht erbracht werden kann.
Nichtbeanspruchbarkeit	Die nicht beanspruchbare Leistung einer NVR besteht aus der Nichtverfügbarkeit und zusätzlicher Leistungseinschränkungen in Folge äußerer Einflüsse. Insbesondere bei dargebotsabhängigen NVR wird die Höhe der Nichtbeanspruchbarkeit durch das Dargebot des jeweiligen Energieträgers bestimmt, sofern die NVR verfügbar ist.

1 Hintergrund und Einleitung

Zur Wahrnehmung der ihnen gesetzlich übertragenen Systemverantwortung müssen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und – in ihrem Verantwortungsbereich – auch Verteilungsnetzbetreiber (VNB) über alle Daten und Informationen verfügen, die für eine sichere Netz- und Systemführung erforderlich sind. Die grundsätzliche Verpflichtung aller Akteure im Stromversorgungssystem zur Bereitstellung betriebsnotwendiger Informationen definiert § 12 Abs. 4 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), lässt aber Details hierzu offen. In der Begründung für die aktuelle Fassung der Vorschrift aus der EnWG Novelle 2011 wird aber explizit angeführt, dass Ziel der Vorschrift die Errichtung eines sogenannten Energieinformationsnetzes (nachfolgend EIN) mit dem Zweck des regelmäßigen Austauschs für das Netzmanagement relevanter Ist- und Prognosedaten zu Einspeisung, Verbrauch und Netzzustand ist. Gleichzeitig wird die Regulierungsbehörde Bundesnetzagentur (BNetzA) ermächtigt, die Details der Ausgestaltung des EIN in Festlegungsverfahren zu regeln und insbesondere auch die Verpflichteten, die im Zusammenhang mit der Diskussion um das EIN Einsatzverantwortliche (EIV¹) genannt werden, zu definieren.

Die Umsetzung des EIN ist seitdem Gegenstand einer intensiven und kontroversen Debatte zwischen allen beteiligten Interessenvertretern. Zum Zwecke der Konkretisierung des EIN wurde bereits in 2011 von den ÜNB eine Beschreibung [1] erstellt, die ihren Datenbedarf darstellt und begründet. Auf dieser Grundlage wurde die Diskussion des EIN in der Branche durch die ÜNB mit Unterstützung durch die BNetzA angestoßen. Die Diskussion findet seit 2012 im Rahmen des BDEW statt.

Mit Beschluss BK6-13-200 (insbesondere mit der Anlage zur Meldung von Kraftwerkseinsatzplanungsdaten an ÜNB KWEP-1) vom 16.04.2014 hat die BNetzA eine erste Festlegung zum Datenaustausch im Rahmen des EIN getroffen, der die Übermittlung von Kraftwerkseinsatzplanungsdaten für konventionelle Erzeugungsanlagen ab einer Nennleistung von 10 MW und einem Anschluss an Netze mit einer Nennspannung von wenigstens 110 kV als einen Teil des EIN regelt. Die Umsetzung dieses Beschlusses ist noch in 2014 erfolgt und hat die Informationslage der ÜNB bereits deutlich verbessert. Dennoch stellt dieser Beschluss nur einen ersten

¹ Für diesen Einsatzverantwortlichen ist im Rahmen der Diskussionen beim BDEW eine eigene Marktrolle entwickelt worden.

Schritt zur Umsetzung des EIN dar, da für eine umfassende Wahrnehmung der Systemverantwortung, wie nachfolgend diskutiert wird, Daten- und Informationsbedarf über die bisherige Regelung für die Kraftwerkseinsatzplanungsdaten hinaus besteht.

Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass die dynamische Umsetzung der Energiewende in Deutschland bei nach wie vor nicht schritthaltendem Netzausbau die Herausforderungen für die Gewährleistung eines sicheren Systembetriebs kontinuierlich erhöht. Vor diesem Hintergrund halten die ÜNB es für notwendig, den zur Wahrnehmung der Systemverantwortung notwendigen Daten- und Informationsbedarf periodisch neu zu bewerten und an die aktuellen Rahmenbedingungen anzupassen.

Zu diesem Zwecke haben die ÜNB Consentec und die Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) mit dem vorliegenden Gutachten beauftragt, das, basierend auf einer Zustands- und Bedarfsanalyse der ÜNB, eine Neubewertung des für die sichere Systemführung im Übertragungsnetz notwendigen Daten- und Informationsbedarfs vornimmt und dabei gleichzeitig auf verschiedene Grundsatzfragen eingeht, die sich in der Debatte um das EIN ergeben haben und für dessen funktionale Umsetzung von besondere Bedeutung sind.

Besondere Beachtung wurde auf die Begründung der Datenbedarfe für die Zwecke der bei den ÜNB bereits laufenden Systemplanungs- und Systemführungsprozesse gelegt. Insbesondere der von den ÜNB verfasste Anhang zu diesem Gutachten stellt im Einzelnen die Dringlichkeit und das Erfordernis der Datenbedarfe sowie die zwischen diesen bestehenden inhaltlich-fachlichen Zusammenhänge dar.

2 Herausforderungen für die Wahrnehmung der Systemverantwortung

2.1 Aufgaben der Betreiber von Übertragungsnetzen

Die Aufgaben und Pflichten der Betreiber von Übertragungsnetzen sind im EnWG² 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 Abs. 1 EnWG),
- den hierfür notwendigen Informationsaustausch mit anderen technisch mit dem Übertragungsnetz verbundenen Netzen sicherzustellen (§ 12 Abs. 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 Abs. 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 Abs. 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

² Alle nachfolgenden Nennungen von Regelungen im EnWG beziehen sich auf die zum Zeitpunkt der Abfassung dieses Gutachtens gültige Fassung des Energiewirtschaftsgesetzes vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 3 des Gesetzes vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498) geändert worden ist.

und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems sind allerdings mindestens³ die Aspekte

- der Lastflusssteuerung zur Engpassvermeidung,
- der Frequenzhaltung,
- der Spannungshaltung und
- der Systemstabilität

einzubeziehen, da der stabile Betrieb des Systems unter Einhaltung der technischen Grenzen für Betriebsströme, Spannungen und Netzfrequenz unabdingbare Voraussetzung für eine sichere Versorgung mit elektrischer Energie ist. Für den in realen technischen Systemen nicht vollständig auszuschließenden Fall einer flächendeckenden Störung ist darüber hinaus ein geeignetes und im Bedarfsfall sicher anwendbares Netzwiederaufbaukonzept zu erarbeiten.

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

§ 12 Abs. 4 EnWG verpflichtet Betreiber von Erzeugungsanlagen, Elektrizitätsverteilernetzen sowie Lieferanten von Elektrizität zur unverzüglichen Bereitstellung von Daten, die der ÜNB für den Betrieb, für die Wartung und für 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.

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 Prozesse⁴. Nachfolgend wird daher primär auf die Daten- und Informationsanforderungen, die sich aus der Umsetzung der Prozesse Systembetriebsplanung und Systemführung unabdingbar ergeben, eingegangen. § 12

³ Diese Aspekte werden u. a. auch im vorliegenden Entwurf für europäische Leitlinien „Electricity Transmission System Operation“ (vgl. Abschnitt 2.3) benannt.

⁴ vgl. Transmission Code 2007, Abschnitt 7.1, Nr. (1)

Abs. 4 EnWG bezieht sich darüber hinaus auch auf die Datenbedarfe für die Erstellung eines Berichts zur Leistungsbilanz durch die ÜNB. Da die Leistungsbilanz nicht direkt der Wahrnehmung der Systemverantwortung dient und darüber hinaus der vorliegende Regierungsentwurf zur Anpassung des EnWG vorsieht, die Verantwortlichkeiten im Bereich der Überwachung des Ausgleichs von Angebot und Nachfrage am Strommarkt und damit des Kernbereichs der bisherigen Leistungsbilanz grundsätzlich neu zu regeln, wird dieses Themenfeld jedoch im vorliegenden Gutachten nicht weiter vertieft.

Zur Erfüllung der Umsetzung der Prozesse Systembetriebsplanung und Systemführung betreiben die ÜNB Werkzeuge, mit Hilfe derer die erforderlichen betrieblichen Entscheidungen getroffen werden können. Zum Betrieb der Prozesse Systembetriebsplanung und Systemführung sind daher auch von der Betriebsführung zeitlich entkoppelte Prozesse der kontinuierlichen Überwachung und Parametrierung erforderlich, in denen Informationen verarbeitet werden, die oft erst mit deutlichem Zeitversatz vorliegen oder nur sporadischen Änderungen unterworfen sind. Daher ist der Informationsbedarf der ÜNB nicht auf den Zeitbereich des betreffenden betriebsrelevanten Prozesses beschränkt.

Im Falle der Systemverantwortung und besonders der Aufgabe Frequenzhaltung ist infolge des hierarchischen Aufbaus der Netzebenen der Verantwortungsbereich des ÜNB nicht nur auf das eigene Übertragungsnetz beschränkt, sondern umfasst alle in der Regelzone des ÜNB eingeschlossenen Netzebenen.

Die Bildung und Prognose der kurzfristigen Systembilanz der Regelzone ist infolge der Verantwortung des ÜNB für die Einhaltung des Gleichgewichtes zwischen Erzeugung und Verbrauch gleichzeitig Grundlage für die Beurteilung und Ergreifung von Anpassungsmaßnahmen 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.

Herausforderung Regelzonenbetrieb

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

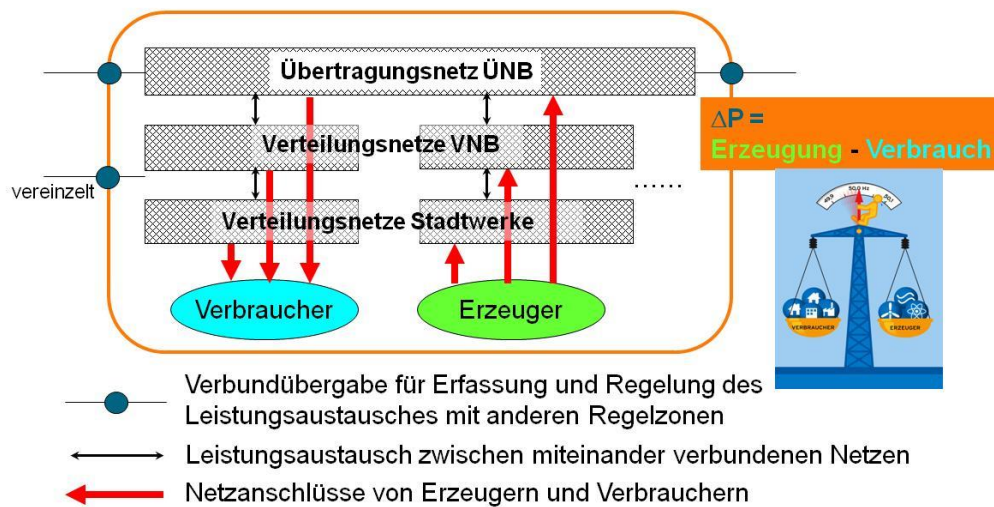


Bild 2.1 Systemverantwortung des ÜNB in der Regelzone (Quelle: 4 ÜNB)

Da die Netznutzer auf allen Spannungsebenen auf die Systembilanz und resultierende Lastflüsse Einfluss haben, muss der ÜNB in geeigneter und angemessener Weise Kenntnis des aktuellen und geplanten Verhaltens aller Netznutzer und der Sicherheitseingriffe der VNB in der gesamten Regelzone erlangen. Dies gilt umso mehr vor dem Hintergrund des politischen Ziels, schrittweise den konventionellen Kraftwerkspark (auf höheren Netzebenen) durch dezentrale Strukturen (auf niedrigeren Netzebenen) abzulösen und die Flexibilität von Verbrauchsanlagen stärker zu nutzen. Dabei stehen die Wirkungen auf das Übertragungsnetz, insbesondere Fragestellungen der Einhaltung von Belastungs- und Spannungsgrenzen, bzw. vom ÜNB zu verantwortende Systemeigenschaften wie die Netzfrequenz (und damit die Systembilanz einer Regelzone) im Vordergrund.

Für die Systemsicherheit relevante Wechselwirkungen treten nicht nur zwischen Übertragungsnetz und unterlagerten Verteilungsnetzen, sondern auch zwischen benachbarten Übertragungsnetzen auf. Die ÜNB arbeiten deshalb bei der Wahrnehmung der Systemverantwortung auf horizontaler Ebene eng zusammen. Ein Grundprinzip dabei ist, dass jeder ÜNB innerhalb seiner Regelzone sicherstellt, dass Effekte mit negativen Rückwirkungen auf die Systemstabilität infolge der engen Vermaschung der europäischen Übertragungsnetze nicht zu Auswirkungen überregionaler oder gar europäischer Dimension führen.

2.2 Anforderungen an das EIN vor dem Hintergrund der fortschreitenden Energiewende

Die Energiewende ist eines der wichtigsten wirtschaftspolitischen Projekte Deutschlands und verfolgt die Ablösung fossiler und nuklearer Energieträger für die Stromgewinnung durch die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien (EE). Eine übergeordnete und sehr grundsätzliche Konsequenz dieser Entwicklung ist eine komplett veränderte Stromerzeugungsstruktur mit einer Verlagerung von zentralen großen Einspeisepunkten im Übertragungsnetz zu vielen kleineren, dezentral angeschlossenen Erzeugungsparks. Darüber hinaus ergeben sich jedoch auch im Detail vielfältige Anpassungen und Änderungen.

- Die geplante Umsetzung eines „Strommarkt 2.0“ wird dazu führen, dass sich der bereits seit einiger Zeit laufende Abbau von Kapazitäten in der konventionellen Stromerzeugung fortsetzt. Damit reduziert sich auch die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossene steuerbare Kraftwerksleistung.
- Mit der zunehmenden Digitalisierung der Energiewirtschaft wird die Koordination von Akteuren über marktliche Mechanismen (im Folgenden als Marktprozesse⁵ bezeichnet) auch in den unterlagerten Spannungsebenen an Bedeutung gewinnen. Damit ergeben sich Veränderungen im Netznutzerverhalten, die erhebliche Rückwirkungen für die sichere Netz- und Systemführung haben können.

Auch im Bereich der Einspeisung aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energiequellen auf Basis von Sonnen- und Windenergie ergeben sich Veränderungen. War die Einspeisung in der Vergangenheit im Wesentlichen durch das meteorologische Energiedargebot bestimmt, wird der Einsatz zunehmend auch anderen Einflüssen unterworfen sein.

- So werden Marktsignale für den Einsatz von EE-Anlagen eine verstärkte Bedeutung bekommen. Bereits heute ist erkennbar, dass EE-Anlagen im Falle ausreichend niedriger negativer Preise vom Direktvermarkter vollständig vom Netz genommen werden. Zukünftig werden sich EE-Anlagen darüber hinaus an der Erbringung von Systemdienstleistungen beteiligen und somit in deutlich individuellerem Maße als heute entscheiden, ob und wie sie ihre Fähigkeit zur Stromproduktion vermarkten.

⁵ Die Verwendung des Begriffs Marktprozesse in diesem Gutachten ist damit nicht beschränkt auf die häufig auch als Marktprozesse bezeichneten Lieferantenwechselprozesse bei Endverbrauchern.

- Gleichzeitig nehmen die Eingriffe in den Anlageneinsatz zur Wahrung der Netzsicherheit durch Anschluss- oder vorgelagerten Netzbetreiber weiter zu. Mit der erwarteten Einführung einer Spitzenkappung wird der Bedarf an systemsichernden Eingriffen insbesondere auch in den Verteilungsnetzen langfristig fortgeschrieben.

Auch wenn solche markt- oder sicherheitsbedingte Eingriffe grundsätzlich sinnvoll oder sogar unbedingt geboten sind, führen sie doch zu neuen Herausforderungen für Systembetriebsplanung und Systemführung der Übertragungsnetze. Eingriffe können u. a. zu deutlichen Lastflussverlagerungen führen bzw. Restriktionen bei der Spannungshaltung hervorrufen. Im hierarchisch organisierten System der Stromversorgung kann darüber hinaus nicht ausgeschlossen werden, dass entlastende Maßnahmen auf einer Netzebene neue Probleme in den überlagerten Ebenen oder für die Systembilanz insgesamt mit sich bringen. So verursachen die aus Verteilungsnetzsicht notwendigen erheblichen Eingriffe der VNB in die EE-Erzeugung nach Aussagen der ÜNB bereits heute temporäre Störungen der Systembilanz. Gleichzeitig werden die Aktivitäten zum – auch automatisierten – Einspeisemanagement seitens der VNB kontinuierlich verstärkt. Informationen über VNB-Eingriffe und über das tatsächlich im Verteilungsnetz verfügbare Eingriffspotenzial sind den ÜNB allerdings bisher nicht bekannt.

Es erscheint daher künftig erforderlich, die nicht mehr rein dargebotsabhängige, sondern durch markt-, aber auch netzseitige Eingriffe beeinflusste Fahrweise von EE-Anlagen sowie die Nutzung von Flexibilitäten auf der Verbrauchsseite – mit heute im Verhältnis zur EE-Erzeugung noch geringer, aber vermutlich künftig stark wachsender Bedeutung – im Rahmen des EIN geeignet zu erfassen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass eine vorrangig auf Bilanzkreisebene abstellende Datenmeldung aufgrund der hohen regionalen Aggregation keine ausreichende Grundlage für Systembetriebsplanungs- und Systemführungsprozesse darstellt.

Eine weitere Herausforderung ergibt sich aus der zunehmenden Notwendigkeit für die ÜNB, zur Steuerung der Netzbelastung im Übertragungsnetz auch auf den Einsatz von Erzeugungsanlagen in unterlagerten Ebenen einzuwirken. Die inhomogene Verteilung der Erzeugung hinsichtlich installierter Leistung und Primärenergie (insbesondere Wind und Sonne) führt zu stark volatilen Leistungsaustauschen in vertikaler Richtung zwischen den Netzebenen mit phasenweiser Rückspeisung aus unterlagerten Netzen in die Transportebene. Ferner ergeben sich als Folge des zur physikalischen Einspeisung quasi komplementären Stromhandels ebenso volatile horizontale Leistungsübertragungen zwischen und innerhalb der deutschen Regelzonen sowie zum Ausland, die ohne Ergreifung geeigneter Anpassungsmaßnahmen zu Überlastungen und

Spannungsbandverletzungen führen können. Unter der Prämisse eines weiter schrumpfenden konventionellen Kraftwerksparks werden die bereits heute zeitweise erschöpften Möglichkeiten zur Bekämpfung der Engpässe (Redispatch) in den höheren Netzebenen innerhalb des Adressatenkreises der Festlegung BK6-13-200 weiter sinken. Dabei werden heute schon Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG durch die deutschen ÜNB angewandt, indem in die Stromerzeugung in unterlagerten Ebenen unter Einbeziehung der VNB über die sogenannte Kaskade eingegriffen wird. Im Jahr 2015 wurden nach Angaben der ÜNB phasenweise bis zu 8.000 MW Redispatchleistung nach § 13 Abs. 1 EnWG und zusätzlich mehrere weitere tausend MW nach § 13 Abs. 2 EnWG eingesetzt. Allerdings führen die Randbedingungen des § 13 Abs. 2 EnWG nach Beobachtung der ÜNB kaum noch zu gezielten Maßnahmeneinsätzen, da der Ort des Maßnahmeneinsatzes in Verteilungsnetzen durch den jeweiligen VNB eigenverantwortlich festgelegt wird und durch die ÜNB in der Regel nicht direkt beeinflusst werden kann. Ferner ist die Organisation des Bilanzausgleiches – also der leistungsmäßigen Kompensation der VNB-seitigen Anpassung der Einspeisungshöhe – im Gegensatz zum Redispatch noch nicht abschließend geregelt. Insofern ergeben sich heute Maßnahmeneinsätze mit zunehmend eingeschränkter Wirksamkeit und Effizienz.

Die steigende Zahl der aktiven Akteure im Stromversorgungssystem und die Abhängigkeit deren Verhaltens von nur stochastisch planbaren Einflussgrößen (wie z. B. dem Wetter) machen darüber hinaus neue Ansätze für die Risikobewertung insbesondere im Zeitbereich der Systembetriebsplanung notwendig. Während in der Vergangenheit mit hauptsächlich konventioneller und damit – abgesehen von vergleichsweise seltenen Ausfallereignissen – deterministisch planbarer Einspeisung und stabiler Verbrauchslastverhältnisse Betriebsrisiken noch pauschaliert beschrieben werden und über deterministische Kriterien wie das bekannte $(n-1)$ -Kriterium beherrscht werden konnten, wird die Bedeutung statistikbasierter Risikobewertung und probabilistischer Methoden der Systembetriebsplanung in der Zukunft enorm wachsen. Die Parametrierung, Kalibrierung und Anwendung solcher probabilistischer Methoden ist aber nur dann sinnvoll möglich, wenn hierfür geeignete Eingangsdaten über das Verhalten der Netznutzer zur Verfügung stehen. Deren Verfügbarkeit sicherzustellen, zählt zu den zukünftigen Aufgaben des EIN.

2.3 ÜNB-Pflichten aus der Umsetzung europäischer Leitlinien

Zusätzliche Anforderungen an den Datenaustausch zwischen Netzbetreibern und Netznutzern können auch aus neuen verbindlichen europäischen Leitlinien für das Agieren der Netzbetreiber, insbesondere der ÜNB, erwachsen. Im Rahmen des Prozesses der Erarbeitung und Festlegung von Netzcodes und deren anschließender Überführung in unmittelbar anwendbares EU-Recht als europäische Leitlinien wird derzeit z. B. eine Leitlinie zum Thema „Electricity Transmission System Operation“ konsultiert, die drei Netzcodes (Operational Planning and Scheduling [NC OPS], Operational Security [NC OS] und Load Frequency Control and Reserve [NC LFCR]) zusammenführt [3]. Dieser Leitlinienentwurf betrifft verschiedene auch im Rahmen des EIN diskutierte Fragen. So ist unter dem Thema „Operational Security“ vorgesehen, den ÜNB europaweit die Verantwortung für die Überwachung des kurz- und mittelfristigen regionalen Lastdeckungsvermögens (Adequacy) zuzuweisen. Allgemein gewinnen Prozesse zum Monitoring und zur Vorhersage der Adequacy aktuell an Bedeutung, sowohl im europäischen Ausland – z. B. wegen der Auswirkungen von Gasknappheit oder der Nichtverfügbarkeit von Kernkraftwerken in Belgien – als auch national in Deutschland im Zusammenhang mit der Kapazitätsreserve.

Über derartige Leitlinien den ÜNB zugeordnete Aufgaben werden von diesen nur unter Rückgriff auf Daten der VNB und der Netznutzer zu erfüllen sein. Im weiteren Gutachten sind derartige Datenanforderungen aber bewusst ausgeklammert, da die entsprechenden europarechtlichen Vorgaben aktuell erst im Entwurfsstadium vorliegen und noch nicht rechtsverbindlich sind. Es erscheint jedoch nicht unwahrscheinlich, dass zukünftig im Rahmen des EIN zusätzliche Daten zur Erfüllung der Anforderungen aus europäischen Netzregularien und Leitlinien ausgetauscht werden müssen.

3 Allgemeine Aspekte des EIN

3.1 Grundsätze für die Datenübermittlung im Rahmen des EIN

Dieses Gutachten behandelt die Frage des über das EIN institutionalisierten, für die Wahrnehmung der Systemverantwortung durch die ÜNB notwendigen Datenaustauschs mit anderen Akteuren im Stromversorgungssystem. Dieser Datenaustausch betrifft, wie in den einführenden Anmerkungen erläutert, vor allem die bei den ÜNB permanent ablaufenden und unmittelbar aufeinander aufbauenden Prozesse der Systembetriebsplanung und der Systemführung. Bevor wir in den späteren Abschnitten dieses Dokuments konkrete Schlussfolgerungen zur Organisation des EIN und den auszutauschenden Daten ziehen, halten wir es für sinnvoll und notwendig, die Prämissen darzulegen, unter denen diese Schlussfolgerungen zustande gekommen sind. Diese werden nachfolgend kurz erläutert.

Der sichere Betrieb des Stromversorgungssystems ist von überragender volkswirtschaftlicher Bedeutung. Die überregionale Verantwortung für diesen sicheren Betrieb liegt bei den ÜNB. Die ihnen gesetzlich übertragene Systemverantwortung spiegelt dabei die zentrale technische Rolle der Übertragungsnetze als Rückgrat des Stromversorgungssystems wider. Diese Systemverantwortung kann in wesentlichen Teilen nicht durch andere Akteure substituiert werden. Die ÜNB müssen deshalb in eine Position versetzt werden, die die effektive Wahrnehmung der Systemverantwortung ermöglicht.

Die laufenden und in der Zukunft vermutlich weiterhin stark zunehmenden Entwicklungen im Stromversorgungssystem, die u. a. durch eine höhere Dezentralität, eine stärkere Abhängigkeit von Wetterereignissen und eine stärkere Bedeutung von Marktprozessen auch für kleine und mittlere Verbraucher gekennzeichnet sind, erhöhen den Koordinationsaufwand für die ÜNB zur Wahrnehmung der Systemverantwortung. Die darauf gerichtete Anpassung der von den ÜNB in der Systembetriebsplanung und Systemführung eingesetzten Verfahren und Bewertungskriterien findet bereits statt und wird in Zukunft weiter fortschreiten müssen. Eine Anwendung neuer Methoden wird jedoch auch zusätzliche Daten erfordern, die von den restlichen Akteuren im Stromversorgungssystem bereitgestellt werden müssen.

Dabei kommen insbesondere zwei Ursachen in Betracht, aufgrund derer Akteure aus unserer Sicht verpflichtet werden können, im Rahmen des EIN Daten und Informationen bereitzustellen:

- Immer dann, wenn Entscheidungen von Akteuren die Beurteilung des Systemzustands in der Systembetriebsplanung oder Systemführung in relevantem Maße beeinflussen können, halten wir es für angemessen, dass diese Akteure verpflichtet werden, die ÜNB über ihre Entscheidungen bzw. den aktuellen diesbezüglichen Planungsstand zu informieren.
- Soweit den ÜNB durch gesetzliche bzw. regulatorische Regelungen das Recht oder sogar die Verpflichtung übertragen wurde, regelmäßig in das Verhalten der Netznutzer auch gegen deren Willen bzw. ohne deren ausdrückliche Zustimmung einzugreifen (z. B. im Rahmen von Redispatch oder Einspeisemanagement), müssen die ÜNB in eine Situation versetzt werden, die sie alle für die Wahrnehmung der Systemverantwortung relevanten technischen Konsequenzen dieser Eingriffe beurteilen lässt.

Die Verpflichtung von Akteuren zur Mitwirkung am EIN muss jedoch aus unserer Sicht stets verhältnismäßig und angemessen ausgestaltet sein, so dass das Informationsinteresse der ÜNB ggü. dem Interesse der zur Datenbereitstellung verpflichteten Akteure am Schutz ihrer Daten und an der Beschränkung des Datenbereitstellungsaufwands abgewogen wird. Dabei ist zu berücksichtigen, dass den Akteuren durch die Mitwirkungsverpflichtung regulatorische Kosten entstehen, die jedenfalls im Regelfall nicht auf Dritte abgewälzt werden können und deren Höhe für die Betroffenen kaum vorhersehbar und damit in ihrem wirtschaftlichen Handeln nicht angemessen reflektiert sein dürften. Wir halten es nicht für möglich, einen eindeutigen und umfassenden Maßstab für die Angemessenheit von Verpflichtungen im Rahmen des EIN abzuleiten. Die nachfolgenden Überlegungen sollen aber zumindest Leitlinien aufzeigen, an denen wir uns in der weiteren Bearbeitung des Gutachtens orientiert haben.

- Wir gehen davon aus, dass die Angemessenheit bereits heute bestehender Regelungen und Verpflichtungen im Rahmen von deren Festlegung ausreichend geprüft wurde und aktuell nicht erneut hinterfragt werden muss. Insbesondere unterstellen wir, dass die Regelungen der geltenden Festlegung BK6-13-200 in der laufenden Diskussion um das EIN nicht in Frage gestellt werden müssen.
- Das Marktmodell für den deutschen und europäischen Strommarkt, das einen dezentralen Dispatch von Erzeugungsportfolien durch deren Betreiber und eine lediglich den Systembetrieb koordinierende Rolle der ÜNB vorsieht, hat sich in der Vergangenheit bewährt und bisher als hinreichend flexibel auch für die Bewältigung der mit der Energiewende einhergehenden Herausforderungen erwiesen. Es wird darüber hinaus durch aktuelle energiepolitische Entwicklungen wie die Direktvermarktung von EE-Anlagen oder die Etablierung des

Strommarkt 2.0 weiter gestärkt. Ziel des EIN ist deshalb das reibungslose Funktionieren dieses Marktmodells. Das EIN bedient aber keinen darüber hinaus gehenden Datenbedarf, wie er z. B. für eine weitergehende Rolle der ÜNB als zentraler Dispatcher bzw. System Operator, für eine zentrale Prüfung und Beurteilung wirtschaftlicher Entscheidungen der Marktakteure oder für ein sonstiges nicht auf die Wahrnehmung der Systemverantwortung gerichtetes Informationsinteresse vonnöten wäre.

- Die zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Stromversorgungssystems notwendigen Maßnahmen richten sich immer auch nach der Entwicklung äußerer Randbedingungen wie z. B. dem Fortschreiten des Netzausbaus. In der aktuellen sehr angespannten Netzsituation sind nahezu tägliche Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber in den markt-basierten Kraftwerkseinsatz notwendig, die einerseits eine sehr detaillierte Zustandsbeurteilung und andererseits eine hoch aufgelöste Eingriffsplanung erfordern. Die im Rahmen des EIN von den Marktakteuren bereitzustellenden Informationen müssen deshalb ebenfalls sehr detailliert sein, und kurzfristig erscheint auch ein weiterer Anstieg des Detailgrades denkbar. Sofern in der Zukunft jedoch – wie grundsätzlich geplant – wieder ein Zustand mit bedarfsgerecht ausgelegtem Übertragungsnetz erreicht werden kann, können auch die Anforderungen an die Datenbereitstellung im Rahmen des EIN wieder sinken. Wir halten es deshalb für sinnvoll, die Regelungen zum Datenaustausch und insbesondere die Datenlieferungsverpflichtungen der im Wettbewerb stehenden Akteure im Stromversorgungssystem periodisch zu überprüfen. Dabei sollte nicht nur die Begründung neuer Verpflichtungen, sondern jedenfalls auch der Wegfall bestehender Verpflichtungen erwogen werden.
- Das EIN sollte so organisiert werden, dass Daten und Informationen jeweils von den hierzu am besten geeigneten Akteuren bereitgestellt werden. Dabei gehen wir davon aus, dass ein Akteur eine Information dann besonders gut bereitstellen kann, wenn er diese bereits im Rahmen seiner sonstigen betrieblichen Prozesse benötigt oder verarbeitet. Das EIN sollte hingegen, soweit möglich, nicht dazu führen, dass Akteure Daten und Informationen generieren und weitergeben müssen, die ihnen heute überhaupt nicht vorliegen bzw. die für das eigene wirtschaftliche Handeln nicht relevant sind. Eine unmittelbare Konsequenz aus dieser Regel ist, dass wir Verpflichtungen zur Datenbereitstellung im EIN bei professionellen am Strommarkt tätigen Akteuren (u. a. VNB, Energieversorger, Kraftwerksbetreiber, Direktvermarkter, Regelenergieanbieter, Aggregatoren), die mit dem Management und Aus-

tausch von Daten im Rahmen von elektronischen Prozessen vertraut sind, für eher gerechtfertigt halten als bei nicht professionellen Akteuren (z. B. Betreibern von EE-Anlagen in fester Einspeisevergütung, Verbraucher ohne aktive Marktteilnahme etc.)⁶.

- Die Bereitstellung von Daten auf freiwilliger Basis und in beiderseitigem Interesse (wie z. B. im Rahmen der Teilnahme an Systemdienstleistungsmärkten) erweist sich in der Regel als flexibler, zielgerichteter und in höherer Qualität als eine Datenlieferverpflichtung auf nichtfreiwilliger Basis. Wo immer möglich, sollte deshalb einem freiwilligen Datenaustausch der Vorzug gegeben werden. Das gilt insbesondere für den Bereich der Eingriffe in das Verhalten von Netznutzern gegen deren Willen oder ohne deren explizite Zustimmung. Auch wenn die ÜNB zu derartigen Eingriffen verpflichtet sind und diese deshalb im EIN berücksichtigt werden müssen, halten wir es für unwahrscheinlich, dass die Datenbereitstellung durch die hierzu verpflichteten EIV die gleiche Qualität erreicht wie im Falle eines freiwilligen Austauschs. Dies gilt insbesondere, wenn die Wahrscheinlichkeit eines Eingriffs gering und die Qualität der Datenlieferung deshalb regulatorisch kaum überprüfbar ist. Vor diesem Hintergrund halten wir eine Datenlieferverpflichtung im Rahmen des EIN ausschließlich auf Basis von möglichen Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG für nicht begründbar. Denn diese Regelung ermöglicht es den ÜNB, als Notfallmaßnahme, d. h. beim Scheitern eigentlich vorgesehener regulärer Maßnahmen gemäß § 13 Abs. 1 und 1a EnWG, jedwede Stromeinspeisung bzw. jedweden Stromverbrauch anzupassen, um eine Systemgefährdung abzuwenden. Gerade der ausnahmsweise und universelle Charakter dieser Maßnahme macht jedoch deutlich, dass es nicht Ziel des Gesetzgebers gewesen sein kann, derartige Maßnahmen zum Regelinstrument der im Fokus des EIN stehenden Systembetriebsplanung und Systemführung zu machen. In diesem Zusammenhang ist aber auch anzumerken, dass den ÜNB geeignete reguläre Instrumente zur Verfügung stehen müssen, um zur Wahrnehmung der Systemverantwortung regelmäßig notwendige Eingriffe vornehmen zu können. Eine Vielzahl der heutigen Anwendungen von § 13 Abs. 2 EnWG ist auf das Fehlen eines solchen Instrumentariums zurückzuführen. Unbeschadet dieser Überlegungen sollten

⁶ Sofern sich das Energieversorgungssystem in eine Richtung entwickeln sollte, bei der die Daten professioneller Akteure alleine nicht für die Gewährleistung eines sicheren Systembetriebs ausreichen sollten und eine Professionalisierung auch nicht angestrebt wird, ist diese Prämisse zu überdenken. Auch können gesetzliche Änderungen zu einer Veränderung des Anteils der professionellen Akteure führen und sind ggf. in diesem Sinne zu berücksichtigen.

selbstverständlich Daten, die im Rahmen des EIN erhoben werden, zur bestmöglichen Durchführung von Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG genutzt werden dürfen.

3.2 Einführung in die Datenarten

Betriebsentscheidungen erfordern eine Beurteilungsgrundlage, anhand der die Bewertung der Kritikalität einer Betriebssituation sowie des Bedarfes und Erfolges von Maßnahmen zur Gefahrenabwehr ermöglicht wird. Diese Betriebsentscheidung kann mit einem Zeitvorlauf als Prognose oder im Echtzeitbetrieb erforderlich sein. Dazu existieren bei den ÜNB Betriebsplanungs- und -führungsprozesse, die anhand von Daten und weiteren Modellannahmen eine Beurteilungsgrundlage schaffen, auf deren Basis die Betriebsentscheidungen getroffen werden können. Dabei ist ein Qualitätsmanagement in Form einer geeigneten Rückspiegelung des Prozessergebnisses unter Nutzung von Daten, die in der Regel in der erforderlichen Qualität erst nach erfolgtem Prozessdurchlauf generiert werden und zur Justierung der Beurteilungsgrundlage dienen, wesentliche Voraussetzung für eine sichere Prozessanwendung und damit Systemführung.

Die notwendigen Daten lassen sich in Stammdaten und Bewegungsdaten einteilen [2].

Stammdaten umfassen Daten, die für die relevanten betrieblichen Prozesse als konstant angesehen werden können (z. B. Standorte, Typenschilddaten, ...). Stammdaten dienen dazu, Netzbetreibern Kenntnis zu Art, Umfang, Ort und prinzipiellen technischen Eigenschaften des Anlagenbestandes in seinem und ggf. unterlagerten jeweiligen Netzgebiet zu geben.

Bewegungsdaten umfassen dagegen alle Daten und Informationen, die in betrieblichen Prozessen als variabel anzusehen sind (z. B. Einspeisezeitreihen, Schaltzustände, ...). Aufgrund dieser Variabilität gepaart mit Prognosefehlern und untertägigem Marktgeschehen sind zur Beschreibung von Bewegungsdaten die nachfolgend aufgeführten Datenkategorien erforderlich:

- **Planungsdaten** stellen Bewegungsdaten dar, die eine Planung der energiewirtschaftlichen Aktivitäten abbilden. Z. B. umfassen Planungsdaten Zeitreihen der geplanten Einspeiseleistung eines Kraftwerksblocks sowie Daten zu geplanter Regelleistungsvorhaltung oder Redispatchvermögen.

- **Onlinedaten** stellen messtechnisch ermittelte Werte oder auf Basis von Referenzmessungen hochgerechnete bzw. aggregierte Werte oder Ersatzwerte dar, die über eine direkte Datenanbindung eines Messgerätes oder eines Zählers im Leitsystem unmittelbar für Systemführungszwecke verfügbar sind.
- **Zähl**daten⁷ basieren auf aus einzelnen Zählpunkten gewonnenen Daten, die *ex post* zusammengestellt und übermittelt werden.

⁷ Abweichend zur Terminologie des EIN verwendet [4] anstelle von Zähl

4 Grundsatzfragen im Zusammenhang mit der Bereitstellung von Daten und Informationen

Bevor in den Kapiteln 5 und 6 der konkrete Bedarf an im Rahmen des EIN bereitzustellenden Daten abgeleitet wird, erscheint es sinnvoll, unabhängig von konkreten Daten verschiedene Grundsatzfragen zur Ausgestaltung des EIN zu diskutieren. Bezüglich der Grundsatzfragen stehen auftragsgemäß die Anforderungen der Übertragungsnetze im Vordergrund. Die von uns vorgeschlagenen Lösungsansätze sind aber aus unserer Sicht auch mit Blick auf die Anforderungen der VNB an das EIN sachgerecht.

Als erste Grundsatzfrage ist zu klären, auf welche technischen Einheiten sich Datenlieferungen im Rahmen des EIN beziehen müssen. Relevant ist dabei insbesondere die kleinste abgrenzbare technische Einheit, für die im Rahmen des EIN separate Daten geliefert werden müssen.

Eine zweite Grundsatzfrage betrifft die Frage des Umgangs mit Lastdaten. Da in Stromversorgungssystemen die Last im Regelfall nicht vollständig zeitlich hochaufgelöst gemessen werden kann, sind hier Hochrechnungs- und Näherungsansätze erforderlich.

Schließlich diskutieren wir in diesem Kapitel die Frage, inwieweit eine Aggregation von Einzelinformationen, die im Rahmen des EIN zur Verfügung gestellt werden, erfolgen kann oder erfolgen sollte. Eine solche Aggregation wäre insbesondere an der Schnittstelle zwischen unterschiedlichen Netzebenen oder Netzbetreibern denkbar.

4.1 Kleinste zu betrachtende Einheit

Gegenstand dieses Abschnitts ist die Definition der kleinsten Einheiten, für die im Rahmen des EIN separate Daten bereitgestellt werden müssen. Es wird die notwendige Granularität beschrieben, d. h. die im Sinne der Praktikabilität und Verhältnismäßigkeit „größtmöglichen kleinsten Einheiten“. Mit der Festlegung der kleinsten zu betrachtenden Einheit ist allerdings nicht gleichzeitig festgelegt, dass für diese Einheit alle im vorangegangenen Kapitel definierten Datentypen geliefert werden müssen. Wir halten es jedoch grundsätzlich für notwendig, dass für diese kleinsten Einheiten Stammdaten bereitgestellt werden, da die Stammdaten neben der direkten Nutzung auch entscheidende Bedeutung für die Validierung und Plausibilisierung anderer Datenlieferungen sowie die Parametrierung ÜNB-seitiger Prognoseverfahren haben.

Die Definition der kleinsten zu betrachtenden Einheit richtet sich nach der maximalen Informationstiefe, welche die ÜNB in einem der von ihnen zur Wahrnehmung ihrer Systemverantwortung durchgeführten Systembetriebsplanungs- und Systemführungsprozesse benötigen. Dabei sind für verschiedene Prozesse und Berechnungsverfahren, u. a. solche, die sich auf Fragen der Spannungshaltung, der Kurzschlussströme oder Stabilitätsbetrachtungen beziehen, regelmäßig nicht nur Informationen über die Wirkleistungseinspeisung oder -entnahme, sondern auch über die elektrischen Eigenschaften der Einheiten relevant. Dies gilt insbesondere für Erzeugungsanlagen und Speicher, deren Komplexität mit Blick auf die Wirkungen für das elektrische System im Regelfall höher ist als bei reinen Verbrauchern, die aber andererseits auch vielfach aktiv am Strommarkt teilnehmen. Im Folgenden wird deshalb bei der Definition der kleinsten Einheit zwischen Erzeugungsanlagen und Speichern einerseits und Letztverbrauchern andererseits unterschieden.

4.1.1 Erzeugungsanlagen und Speicher

Bei Erzeugungsanlagen und Speichern wird das elektrische Verhalten der Einheit durch diejenigen technischen Betriebsmittel bestimmt, die direkt mit dem Stromversorgungssystem verknüpft sind. Abhängig von der Technologie der Erzeugungsanlage bzw. des Speichers stellen unterschiedliche Anlagen bzw. Anlagenteile diese Netzverknüpfung her. Dennoch können alle diese Betriebsmittel mit vergleichsweise wenigen Kenngrößen in ihrem elektrischen Verhalten beschrieben werden. Es ist daher mit Blick auf die Zwecke des EIN sinnvoll und praktikabel, sie als kleinste im EIN abzubildende Einheit zu definieren. Wir werden diese Betriebsmittel im Folgenden als „Netzverknüpfte Ressource“ (NVR) bezeichnen. Für die im Stromversorgungssystem aus unserer Sicht heute relevanten Typen von Erzeugungsanlagen und Speichern haben wir nachfolgend zur Vermeidung von Unklarheiten explizit die NVR definiert. Damit ist nicht ausgeschlossen, dass diese Definition in Zukunft erweitert werden kann, wenn zusätzliche Typen von Erzeugungsanlagen und Speichern betrachtet werden müssen.

Art der Anlage	NVR
Erzeugungsanlagen, die einen direkt mit dem Netz gekoppelten Generator aufweisen (z. B. Kraftwerke auf Basis von Kernenergie, Kohle, Erdgas, Wasserkraft, Biomasse)	Generator
Windkraftanlagen	Windkraftanlage („Windrad“) ⁸
Photovoltaikanlagen	Wechselrichter
Speicher, die einen Motor oder Motorgenerator aufweisen (z. B. Pumpspeicherkraftwerke)	Motor bzw. Motorgenerator
Sonstige Speicher	Wechselrichter

Tabelle 4.1: Definition der NVR

Die NVR stellt die kleinste im EIN unterschiedene Einheit dar, sie kann jedoch gleichzeitig auch eine Aggregationsebene bilden. Dies bedeutet, dass im EIN ggf. nicht nur Parameter dieser Ressource, sondern auch die Eigenschaften des dahinterliegenden Systems beschrieben werden müssen. Beispielsweise gibt der Wechselrichter als NVR für Photovoltaikanlagen die Aggregationsebene vor, aber im EIN sollten – wie nachfolgend noch näher ausgeführt – auch Daten zu den Flächen und Neigungswinkeln der an den Wechselrichter angeschlossenen Solarmodule erfasst werden.

Für verschiedene der nachfolgend noch im Detail diskutierten Systembetriebsplanungs- und Systemführungsprozesse ist eine vollständige Kenntnis der Stromerzeugung notwendig. Im EIN sind deshalb – zumindest auf Stammdatenbasis – grundsätzlich alle NVR, die für eine dauerhafte Verbindung mit dem Stromversorgungssystem geeignet sind,⁹ unabhängig von ihrer Größe zu erfassen. Bis auf weiteres kann auf die Bereitstellung von Daten für NVR, die nicht auf Basis erneuerbarer Energien arbeiten, die innerhalb von Verbrauchsstellen liegen und die nicht in den Anwendungsbereich von §13 Abs. 1a EnWG fallen, verzichtet werden.¹⁰

⁸ Abhängig von der Technologie der Windkraftanlage kann die Netzverknüpfung über einen Generator oder einen Wechselrichter hergestellt werden.

⁹ Nicht erfasst vom EIN werden gemäß diesem Vorschlag Anlagen wie Haushalts-Notstromaggregate, die im Regelfall nicht direkt am öffentlichen Stromnetz oder in elektrischer Verbindung mit diesem betrieben werden.

¹⁰ Für EE-basierte NVR ist hingegen eine Stammdatenbereitstellung im Rahmen des EIN unverzichtbar, da diese Daten zur Kalibrierung und Validierung von kollektivbezogenen Einspeiseprognosen benötigt werden (siehe auch Abschnitt 6.1.4).

4.1.2 Letztverbraucher

Anders als bei Erzeugungsanlagen und Speichern unterscheiden sich die netzverknüpfenden Betriebsmittel bei Letztverbrauchern in Technologie und elektrischen Eigenschaften sehr deutlich. Es wäre deshalb nicht praktikabel, sie im EIN vollständig zu erfassen. Wir schlagen stattdessen vor, für Letztverbraucher als kleinste Einheit innerhalb des EIN sogenannte „Verbrauchsstellen“ (VS) zu betrachten. Das Verhalten von VS wird an ihrem technischen Netzverknüpfungspunkt mit dem öffentlichen Netz beschrieben. Eine VS ist somit – wie die NVR auch – eine Aggregationsebene, die alle aus Sicht des Netzes der öffentlichen Versorgung „hinter“ dem technischen Netzverknüpfungspunkt liegende Einrichtungen bündelt. Alle Daten über eine VS werden deshalb auf den oder die technischen Netzverknüpfungspunkt(e) bezogen bereitgestellt. Wenn mehrere technische Netzverknüpfungspunkte verbrauchsstellenseitig elektrisch verbunden sind, bilden die darüber angeschlossenen Letztverbraucher eine VS.

Die Definition der VS und die Beschränkung für die über das EIN bereitzustellenden Daten auf den technischen Netzverknüpfungspunkt verringert den Umfang der von Letztverbrauchern bereitzustellenden Daten und den damit einhergehenden Aufwand und erscheint somit im Sinne der in Abschnitt 3.1 aufgestellten Grundsätze angemessen und praktikabel. Es erscheint jedoch sinnvoll, auf verschiedene Sonderfälle explizit einzugehen:

- Eine VS kann im einfachsten Fall genau ein Industriebetrieb sein, der damit auch der EIV für die Bereitstellung von Daten im EIN ist. Aber auch ein nicht zur öffentlichen Versorgung zählendes Industrienetz, an das wiederum mehrere Betriebe angeschlossen sind, bildet eine VS im Sinne obiger Definition. EIV für eine solche Verbrauchsstelle ist dann der Industrienetzbetreiber. Er muss in diesem Fall in Wahrnehmung seiner Netzbetreiberrolle unter Wahrung von Diskriminierungsfreiheit und Vertraulichkeit die Daten der an sein Industrienetz angeschlossenen Netzkunden sammeln und an das EIN übermitteln.
- § 13 Abs. 1a EnWG ermöglicht einen Redispatch-Eingriff auch in Erzeugungsanlagen und Speicher mit einer Nennleistung ab 10 MW, wenn diese innerhalb einer VS liegen. Entsprechend verlangt die Festlegung BK6-13-200 der BNetzA eine Bereitstellung von Planungs- und Stammdaten für Erzeugungsanlagen und Speicher ab einer Nennleistung von 10 MW auch, wenn diese innerhalb einer VS liegen. Wie in Abschnitt 3.1 erläutert, gehen wir im Rahmen des Gutachtens davon aus, dass bzgl. des erreichten Status Quo der Regelungen zum EIN sorgfältige Abwägungen stattgefunden haben und schlagen deshalb vor, diese beizubehalten.

Anders als bei Erzeugungsanlagen und Speichern ist eine vollständige Erfassung von Letztverbrauchern im Rahmen des EIN weder notwendig noch praktikabel. Daten von Verbrauchsstellen sind stattdessen nur dann erforderlich, wenn davon auszugehen ist, dass das Verhalten der Letztverbraucher für die Zwecke der Systembetriebsplanung und Systemführung nicht hinreichend genau z. B. durch eine kollektive Lastprognose beschrieben werden kann.

Hierfür können insbesondere zwei Gründe relevant sein:

- Verbraucher, die Flexibilität für das Stromversorgungssystem aktiv bereitstellen und vermarkten, werden typischerweise eine vom restlichen Verbrauch deutlich abweichende und z. B. mit wetterabhängigen Lastprognosemodellen nicht erfassbare Charakteristik aufweisen. Gleichzeitig sind sie oder die von ihnen mit der Flexibilitätsbereitstellung beauftragten Dienstleister professionelle Akteure im Sinne der Überlegungen aus Abschnitt 3.1.
- Ab einer bestimmten Höhe des Verbrauchs ist der Einfluss dieses einzelnen Verbrauchers auf den Leistungsaustausch an HöS-Knoten und damit auf das Übertragungsnetz sehr signifikant. Gleichzeitig ist die Verbrauchscharakteristik solcher sehr großer Verbraucher typischerweise durch singuläre industrielle Prozesse geprägt, die eine vom kollektiven Letztverbrauch der öffentlichen Versorgung deutlich abweichende Entnahmecharakteristik aufweisen können. Die separate Betrachtung solcher Verbraucher im Rahmen der Systembetriebsplanung und Systemführung kann daher die Genauigkeit dieser Prozesse deutlich erhöhen.

Vor diesem Hintergrund schlagen wir nachfolgende Kriterien zur Bestimmung der VS vor, die zur Datenlieferung¹¹ im Rahmen des EIN verpflichtet sind.

- Innerhalb der VS befindet sich eine NVR, deren Leistungseinspeisung gemäß § 13 Absatz 1a EnWG angepasst werden kann (Redispatch).
- Innerhalb der Verbrauchsstelle befindet sich eine Anlage¹², die zur Erbringung von Regelenergie präqualifiziert ist.

¹¹ Dabei ist, analog zu den Regelungen für NVR, mindestens die Bereitstellung von Stammdaten notwendig. Für andere Datenkategorien wird im weiteren Verlauf detailliert diskutiert, ob Datenlieferungen notwendig oder Aggregationen möglich sind.

¹² Anlage meint hier jede Art von technischer Ressource, die für die Bereitstellung von Regelenergie präqualifiziert ist.

- Innerhalb der Verbrauchsstelle befindet sich eine Anlage, mittels derer sonstige Systemdienstleistungen angeboten werden. Dies betrifft insbesondere die freiwillige Bereitschaft zur Teilnahme am Redispatch.
- Die Verbrauchsstelle umfasst Anlagen, die offensichtlich an der Vermarktung lastseitiger Flexibilität teilnehmen. Dies betrifft insbesondere die Vermarktung im Rahmen der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV).¹³
- Die Netzanschlusskapazität bezogen auf den Netzverknüpfungspunkt beträgt mindestens 50 MVA. Verfügt die Verbrauchsstelle über mehrere Netzanschlusspunkte, so ist die Summe der vertraglichen Netzanschlusskapazitäten maßgeblich.

Auch wenn die Erfassung der Verbrauchsstelle über ein Kriterium erfolgt, das sich auf eine technische Ressource zur Erzeugung und/oder Speicherung von elektrischer Energie bezieht, sind die bzgl. der Verbrauchsstelle bereitzustellenden Daten stets auf den oder die Netzverknüpfungspunkt(e) zu beziehen, d. h. auf die „Nettowirkung“ der Verbrauchsstelle aus Netz-sicht.

4.2 Umgang mit Lastdaten

Die ÜNB verfügen aus ihrem eigenen Netzbereich heraus über Online-Informationen zu direkt ans Übertragungsnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen sowie der vertikalen Netzlast (VNL), die sich aus der Summe aller in den unterlagerten Verteilnetzebenen angeschlossenen Erzeugungsanlagen und Verbrauchern sowie direkt ans Übertragungsnetz angeschlossener Verbraucher bildet. Aus der zunehmenden Verlagerung von Stromerzeugung weg von Anlagen mit Direktanschluss im Übertragungsnetz hin zu Anlagen mit Anschluss im Verteilungsnetz ergibt sich für die ÜNB die Herausforderung, dass sich ein Großteil der Netznutzung aus Erzeugung und Verbrauch in der VNL kumuliert. Wenn aber Anpassungsmaßnahmen gemäß unseren Überlegungen in Kapitel 2.2 zunehmend auch durch NVR mit Anschluss im Verteilungsnetz erfolgen sollen, ist es für die ÜNB erforderlich, die einzelnen Bestandteile der VNL aufschlüsseln zu können. Wie bereits in Kapitel 4.1.2 ausgeführt, ist es jedoch nicht sinnvoll, Daten für

¹³ Eine Vermarktung lastseitiger Flexibilitäten kann nicht nur im Rahmen der AbLaV erfolgen. Eine eindeutige Identifikation flexibler Lasten ist im Moment aber nicht möglich. Sofern zukünftig (z. B. über Präqualifikationsverfahren o. ä.) andere Kriterien zur Abgrenzung ihrer Flexibilität aktiv vermarktender Lasten praktikabel erscheinen, sollte die Definition der zur Datenlieferung verpflichteten VS angepasst werden.

alle VS im EIN zu erheben. Verbrauchsprognosen werden i. d. R. nur für ein großes Kollektiv von VS erstellt, so dass keine umfassenden Planungsdaten für einzelne VS existieren. Auch ist ein Großteil der Letztverbraucher insbesondere im Haushaltskundenbereich heute nur mit Energiemengenzählern ausgestattet, und auch der Entwurf des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende [4] sieht keine vollständige Ausstattung aller VS mit lastgangmessenden Zählern vor, so dass heute und auch künftig kein unmittelbares Abbild aller VS über Online- oder Zählern möglich ist bzw. sein wird. Aufgrund des Energieerhaltungssatzes ist es aber sehr wohl möglich, für bestimmte Netzbereiche auf die Verbrauchslast inklusive der Netzverluste zu schließen, sofern der Leistungsfluss über die Netzbereichsgrenzen sowie umfassende Informationen zur Erzeugung innerhalb des Netzgebietes vorliegen.

4.3 Aggregation

Ein im Zusammenhang mit dem EIN intensiv und kontrovers diskutierter Aspekt ist die Frage einer möglichen Aggregation von im Rahmen des EIN bereitzustellenden Daten. Hierbei sind zwei Arten von Aggregationen zu unterscheiden:

- Aggregationen könnten bereits bei dem EIV, der für die Bereitstellung der Daten verantwortlich ist, stattfinden, z. B. indem Daten für mehrere Erzeugungsanlagen zusammengefasst werden. In Abschnitt 4.1 haben wir bereits ausführlich hergeleitet, welche aus unserer Sicht die zur Erreichung der Ziele des EIN kleinsten abzugrenzenden Einheiten sind, für welche die EIV zumindest Stammdaten bereitstellen müssen. Grundsätzliche, jedenfalls mögliche Aggregationen auf EIV-Ebene sind durch diese Definition abschließend festgelegt. Sofern für spezielle Datentypen, die im Rahmen des EIN ausgetauscht werden, im Einzelfall darüberhinausgehende Aggregationen möglich oder geboten erscheinen, wird darauf in den nachfolgenden Kapiteln, die sich mit dem konkreten Datenbedarf beschäftigen, explizit hingewiesen. Als Regelfall kann aber die EIV-seitige Bereitstellung von Daten auf Ebene der kleinsten Einheiten gelten.
- Neben der EIV-seitigen Aggregation von EIN-Daten bestehen weitere Aggregationsmöglichkeiten, nachdem die Daten der EIV die Netzbetreibersphäre erreicht haben. Insbesondere wird hier diskutiert, ob Netzbetreiber die Daten an ihr Netz oder unterlagerte Netze angeschlossener NVR/VS vor der Weitergabe an den vorgelagerten Netzbetreiber aggre-

gieren. Dabei werden unterschiedliche Vorschläge zur Art und Weise der Aggregation sowie ggf. der Ergänzung der EIV-seitigen Daten um netzbetreiberseitige Informationen geäußert.

In diesem Abschnitt diskutieren wir nachfolgend das Für und Wider einer solchen netzbetreiberseitigen Aggregation und der daraus zwangsläufig folgenden hierarchischen Organisation des EIN. Im Vordergrund unserer Analyse stehen dabei wiederum die Anforderungen der ÜNB an die Verwendung der Daten aus dem EIN. Wir berücksichtigen aber ebenfalls die (zumindest perspektivische) Notwendigkeit für VNB, auf Daten aus dem EIN zuzugreifen.

Dabei erscheint uns eine netzbetreiberseitige Aggregation von EIV-Daten, die diese Daten nicht gleichzeitig um für deren Weiterverarbeitung wesentliche Informationen ergänzt (in der Debatte um das EIN wird hierfür teilweise der Begriff „veredelt“ verwendet), grundsätzlich nicht sinnvoll. Eine solche Aggregation wäre nur dann zu rechtfertigen, wenn das schiere Volumen der ansonsten bei den vorgelagerten Netzbetreibern eingehenden und weiterzuverarbeitenden Daten nicht zu bewältigen wäre oder einen ungerechtfertigt hohen Aufwand verursachen würde. Angesichts der Kapazitäten heutiger Datenverarbeitungssysteme zur automatisierten Speicherung und Verarbeitung von Daten, der Erfahrung gerade von Netzbetreibern in der Verwaltung großer Datenmengen (z. B. bei Zähldaten) und der Tatsache, dass es hier um Daten geht, die bereits in der Netzbetreibersphäre vorliegen und über i. W. bestehende leittechnische Verbindungen oder anderweitig verknüpfte IT-Systeme weitergegeben werden können, gibt es hierfür jedoch keine Indizien.

Relevant ist für die weitere Betrachtung deshalb vor allem die kombinierte Aggregation und Ergänzung von EIV-Daten. Während davon ausgegangen wird, dass Stammdaten generell nicht aggregiert vorgehalten werden (siehe auch die Diskussion zur Verknüpfung mit dem Marktstammdatenregister in Kapitel 6.2), sind aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber die von den EIV bereitgestellten Bewegungsdaten zu NVR/VS alleine nicht ausreichend, um die Prozesse der Systembetriebsplanung und Systemführung angemessen durchführen zu können. Insbesondere alle Berechnungen zu Lastflusswirkungen im Übertragungsnetz verlangen eine Abbildung der Wirkung in unterlagerten Netzebenen angeschlossener NVR/VS auf die Übertragungsnetzknoten. Diese Wirkung ist jedoch u. a. abhängig von Netzstruktur und Topologie¹⁴ der unterlagerten Verteilungsnetze. Diese Informationen liegen ausschließlich den VNB vor, so dass ihre

¹⁴ Topologie meint hier die elektrische Topologie einschließlich des Schaltzustands.

Mitwirkung am EIV nicht nur als Datennutzer, sondern auch als Datenlieferant unabdingbar ist. Eine grundsätzliche Möglichkeit zur Mitwirkung bestünde darin, dass unterlagerte VNB die Daten der an ihr Netz oder dem eigenen Netz wiederum unterlagerte Netze angeschlossenen NVR/VS je Verknüpfungspunkt zum vorgelagerten Netz, ggf. auch für eine Gruppe von Verknüpfungspunkten, aggregieren und in dieser Form an den vorgelagerten Netzbetreiber weitergeben.

Wir werden nachfolgend darstellen, dass eine solche Form der Aggregation gegenüber einer von uns präferierten und im weiteren Verlauf näher erläuterten Variante der disaggregierten Weitergabe von EIV-Daten und separaten Erfassung erhebliche Nachteile aufweist. Besondere Bedeutung hat die Verknüpfung von EIV-Daten und Netzbetreiberdaten für den Bereich der Planungsdaten, weshalb sich die nachfolgend aufgeführten Beispiele vor allem auf diese beziehen.

- Ein wesentlicher Nachteil ergibt sich daraus, dass die Aggregation pro Netzverknüpfungspunkt im Regelfall nicht eindeutig durchführbar sein dürfte. Eindeutigkeit ist nur dann erreichbar, wenn ein unterlagertes Netz über genau einen Netzverknüpfungspunkt mit dem überlagerten Netz verbunden ist. Sobald jedoch mehrere Netzverknüpfungspunkte bestehen, wie das gerade zwischen Übertragungsnetz und unterlagerten 110-kV-Netzen in Deutschland regelmäßig der Fall ist, kann die genaue Wirkung von Einspeisungen oder Verbrauchern im unterlagerten Netz nur durch eine gemeinsame Betrachtung von Übertragungsnetz- und 110-kV-Ebene ermittelt werden. Zwar erlauben Ersatznetzberechnungen o. ä. Näherungslösungen. Wir halten es aus ÜNB-Sicht jedoch für wenig sinnvoll, wenn verschiedene einem Übertragungsnetz untergeordnete VNB jeweils eigene, evtl. nicht kompatible Ansätze für die Allokation von Daten zu Einspeisung und Verbrauch in ihrem Netz auf die Übertragungsnetzknotten entwickeln. Dies erschwert die Validierung und Plausibilisierung von Daten und erhöht die Gefahr von Inkonsistenzen.
- Die Vermischung von Netzinformationen und EIV-Daten erschwert die Erkennung relevanter Änderungen des Systemzustands für die systemverantwortlichen ÜNB. So können z. B. in der Phase der Systembetriebsplanung auftretende deutliche Änderungen der für einen Übertragungsnetzknotten prognostizierten Übergabeleistungen zum unterlagerten Netz sowohl auf Änderungen der EIV-Daten (z. B. Ausfall von Erzeugungsanlagen) als auch auf

VNB-seitige Änderungen des Schaltzustands zurückzuführen sein. Beide Effekte sind jedoch bei einer ausschließlich aggregierten Informationsweitergabe für den ÜNB nicht unterscheidbar, obwohl sie ggf. unterschiedliche Maßnahmen in der Systemführung erfordern.

- Eine nachträgliche Plausibilisierung und Validierung von Daten oder die Nutzung zur Parametrierung von Prognoseverfahren wird erschwert, wenn nicht sogar unmöglich gemacht, da eine eindeutige Zuordnung von (nicht aggregierten) Stammdaten und (aggregierten) Bewegungsdaten nicht mehr möglich ist.
- Während eine Analyse des zu erwartenden Systemzustands im Übertragungsnetz ausschließlich auf Basis pro Übertragungsnetz-knoten aggregierter Daten möglich erscheint, gilt dies für eine Planung von Anpassungsmaßnahmen, die zur Gewährleistung der System-sicherheit notwendig sind, nur sehr eingeschränkt.
 - Wenn Informationen über die Anpassungsmöglichkeiten der Leistungseinspeisung bzw. -entnahme von in unterlagerten Netzen angeschlossenen NVR/VS grundsätzlich nur aggregiert vorliegen, können Eingriffe ausschließlich hierarchisch über die Netzbe-treiberkaskade erfolgen. Auch wenn dies bzgl. einzelner Arten von Eingriffen (z. B. Abregelung von EE-Anlagen) heute noch der Praxis entspricht, zeigen doch andere, teilweise zeitkritische Anwendungen (Redispatch, Regelleistung) die Notwendigkeit ei-nes direkten – dabei mit dem betroffenen VNB möglichst zu koordinierenden – Zugriffs der ÜNB auf einzelne NVR/VS in unterlagerten Netzen auf.
 - Bei der Planung von Eingriffen müssen die ÜNB sowohl die Wirkungen für die Sys-tembilanz als auch für den Lastfluss im Übertragungsnetz beurteilen können. Zusätzlich sind sie verpflichtet, die gesetzlich vorgegebene Eingriffsreihenfolge (Abregelung kon-ventioneller Erzeugung vor KWK- und EE-Erzeugung) einzuhalten und möglichst wirt-schaftliche Anpassungsmaßnahmen umzusetzen. Vor diesem Hintergrund müssen die ÜNB in der Lage sein, die Wirkung von Eingriffen nicht nur an einem Übertragungs-netzknoten, sondern für konkrete NVR/VS zu beurteilen. Sofern der unterlagerte VNB aber eine Aggregation pro Übertragungsnetz-knoten durchgeführt hat, ist eine Betrach-tung pro NVR/VS nicht mehr möglich. Theoretisch wäre es natürlich denkbar, dass der unterlagerte VNB Flexibilitätspotenziale am Übertragungsnetz-knoten nach Primärener-gieträgern und entstehenden Kosten getrennt ausweist und gleichzeitig die Sensitivität in Form eines funktionalen Zusammenhangs zwischen Eingriffshöhe und Lastflussän-

derung ausweist. In diesem Fall würden allerdings sowohl die Komplexität des Aggregationsverfahrens als auch der Übergabeschnittstelle selbst erheblich zunehmen, und die Abhängigkeit z. B. von methodischen Entscheidungen und Kompetenzen einzelner VNB wäre extrem hoch.

- Gerade die vorangegangenen Ausführungen zum Umgang mit Eingriffen haben gezeigt, dass das Vorgehen bei einer netzbetreiberseitigen Aggregation in hohem Maße auf die aktuelle Praxis im Netzbetrieb, z. B. bzgl. des Umgangs mit Abregelungen etc., abgestützt werden müsste. Es ist damit aber gleichzeitig nicht robust gegenüber möglichen zukünftigen technisch oder rechtlich bedingten Änderungen dieser Praxis. Gleichzeitig ergeben sich hohe praktische Herausforderungen. Die netzbetreiberseitige Aggregation müsste aufgrund ihrer Komplexität zwangsläufig mit automatisierten Softwaretools erfolgen. Die Güte der den ÜNB im Rahmen des EIN zur Verfügung stehenden Daten würde damit aber zwangsläufig stark von der Qualität der Umsetzung und Wartung dieser Softwaretools bei potenziell allen unterlagerten VNB abhängen.

Wir haben aus diesen Gründen erhebliche Zweifel daran, ob es sinnvoll ist, die Bereitstellung im Rahmen des EIN notwendiger Netzdaten zu unterlagerten Netzen mit der Aggregation EIV-seitiger Daten zu verknüpfen.

Wir schlagen stattdessen nachfolgend ein generisches Modell vor, das die Bereitstellung, Vorhaltung und Verknüpfung aller im Rahmen des EIN anfallenden EIV- und Netzdaten sowie deren auf den individuellen Bedarf zugeschnittene Verwendung durch alle Nutzer des EIN ermöglicht.

- EIV-Daten (Stamm- und Bewegungsdaten) werden grundsätzlich disaggregiert und auf einer zentralen Plattform gespeichert. Jeder Netzbetreiber mit berechtigtem Interesse kann auf die Daten aller EIV mit Anschluss an das eigene oder unterlagerte (bei Bedarf auch vorgelagerte) Netze zugreifen. Eine weiterführende Diskussion zur Ausgestaltung einer solchen Plattform findet sich in Kapitel 7.
- Auf der gleichen Plattform werden als Bewegungsdatum alle Netzdaten (Strukturdaten und Topologieinformationen) abgelegt, die zur Nutzung der EIV-Daten für die Prozesse der Systembetriebsplanung und Systemführung bei ÜNB und VNB benötigt werden. Dafür ist es erforderlich, neben den Übertragungsebenen auch eine detaillierte Modellierung der

obersten n Verteilnetzebenen vorzunehmen, wobei die Netzrepräsentation je nach Situation in unterschiedlicher Detailtiefe erfolgen kann.

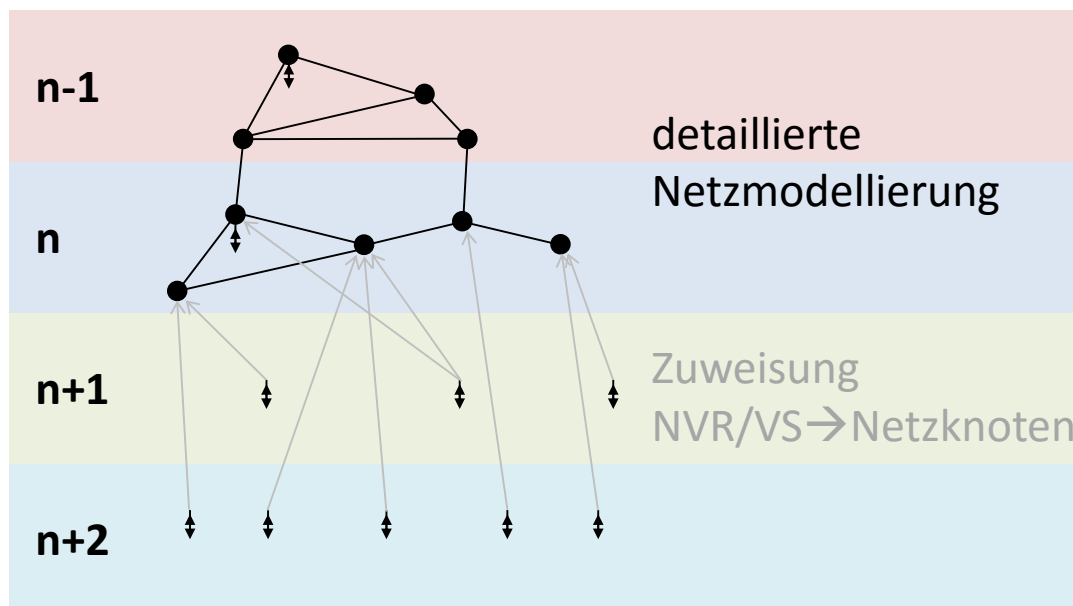


Bild 4.1 Schematische Darstellung der Netzmodellierung im EIN

- Im einfachsten Fall, der sich vor allem für radial betriebene Strukturen in den unteren Verteilnetzebenen oder andere sehr einfache Netzstrukturen anbietet, können die Wirkungen einer Einspeisung oder Entnahme an einem Knoten der $(n+1)$ -ten Netzebene prozentual einem oder mehreren Knoten der n -ten Netzebene zugeordnet werden.
- Alternativ könnten Daten zu den unveränderlichen bzw. nur langsam veränderlichen elektrischen Eigenschaften der Netzelemente ergänzt um den zeitlich variablen Schaltzustand hinterlegt werden. Diese Informationen müssen das passive elektrische Verhalten des jeweiligen Netzes vollständig beschreiben.
- Statt einer Hinterlegung nur der passiven Elemente des Netzes wäre auch die Ablage kompletter Netzdatensätze (ggf. mit Ersatznetzrepräsentation) in einem definierten Datenformat (z. B. CIM-XML) möglich. Für konkrete Anwendungen könnten die Nutzer die enthaltenen Informationen zu aktiven Netzelementen (z. B. Lasten und Einspeisungen) verwerfen und durch eigene Daten ersetzen.
- Jede NVR/VS ist als Stammdatum einem in der Netzrepräsentation enthaltenen Knoten zugeordnet. Diese Zuordnung wird vom Netzbetreiber der n -ten Ebene vorgenommen und bei relevanten Änderungen aktualisiert.

Dieses Modell ermöglicht einerseits eine an die konkrete Netzsituation angepasste Erfassung der relevanten Netzdaten. Sofern z. B. die Erfassung von Daten zu ausschließlich radial betriebenen und in ihrer Topologie zeitlich unveränderlichen Niederspannungsnetzen nicht notwendig erscheint, können in diesen Niederspannungsnetzen angeschlossene NVR/VS direkt dem übergeordneten Mittelspannungsnetzknotten zugeordnet werden. Andererseits können komplexe Mittelspannungstransportnetzstrukturen oder stark vermaschte Hochspannungsnetze bei Bedarf durch ein einphasiges Ersatzschaltbild entsprechendes Netzabbild beschrieben werden. Eine Anpassung der Modellierungstiefe im Zeitverlauf ist dabei grundsätzlich möglich. Gleichzeitig stellen die zentrale Datenerfassung und die Zugriffsmöglichkeit für alle berechtigten Nutzer des EIN sicher, dass alle benötigten Daten zur Verfügung gestellt werden, ohne dass ein Nutzer von über die direkte Datenbereitstellung hinausgehenden Vorleistungen anderer Nutzer (wie z. B. der Implementierung und kontinuierlichen Wartung von Aggregationsverfahren) abhängig ist.

5 Anforderungen an Prozesse zur Wahrung der Sicherheit und Zuverlässigkeit der elektrischen Energieversorgung

Wie wir bereits in Kapitel 2.1 ausgeführt haben, sehen wir es als ein wesentliches Ziel des EIN an, die ÜNB in die Lage zu versetzen, ihre Aufgaben hinsichtlich Engpassbewertung und -vermeidung, Spannungshaltung, Frequenzhaltung und Systemstabilität wahrnehmen zu können. Zu diesem Zweck sind umfangreiche Prozesse der Betriebsplanung und -führung erforderlich, die das Ziel haben, mögliche Systemgefährdungen zu erkennen, geeignete Anpassungsmaßnahmen zu ermitteln und diese zeitgerecht umzusetzen.

5.1 Vorausschauende Betriebsplanung

Als wesentlicher Teil der Betriebsplanung sind eine vorausschauende Analyse und Bewertung des zu erwartenden Systemzustandes auf Basis der geplanten Netznutzung erforderlich, in dem mittels Lastflussberechnungen eine Engpassbewertung, eine Bewertung der Spannungshaltung und Systembilanz sowie ggf. eine Bewertung von Stabilitätsaspekten vorgenommen wird. Darauf aufbauend müssen die Notwendigkeit von Anpassungsmaßnahmen geprüft und, falls erforderlich, diese Maßnahmen geeignet geplant werden.

Die Bewertung des Systemzustands mittels Lastflussberechnungen macht es erforderlich, dass für alle Zeitpunkte des Vorschauzeitraums (z. B. alle Stunden des Folgetages) die Erstellung eines Lastflussdatensatzes möglich ist, der neben der Beschreibung der elektrischen und topologischen Eigenschaften des Netzes auch eine Modellierung der Netznutzung enthält. Die Modellierung der Netznutzung erfordert eine Prognose aller Einspeisungen und Lasten für jeden Zeitpunkt und jeden Netzknoten. Diese prognostizierten Leistungswerte können entweder aus Planungsdaten der NVR/VS entnommen oder mittels mathematischer Prognosemodelle gewonnen werden.

Im Falle von erkannten Grenzwertverletzungen werden Anpassungsmaßnahmen erforderlich, die sowohl netz- als auch marktbezogene Maßnahmen umfassen können. Die Auswahl und Umsetzung von geeigneten und möglichst optimalen Anpassungsmaßnahmen macht es erforderlich, dass die ÜNB detaillierte Kenntnis über die Potentiale, technischen Eigenschaften und mit einer Umsetzung verbundene Kosten haben. In einem System, das durch eine hohe dezentrale Erzeugung sowie ein signifikantes Lastmanagement geprägt ist, ist es dabei unerlässlich,

dass auch Anpassungsmaßnahmen unter Einbeziehung nicht direkt ans Übertragungsnetz angeschlossener NVR/VS möglich sind, woraus sich entsprechende Anforderungen an das EIN ergeben.

5.2 Echtzeitbetriebsführung

In der Echtzeitbetriebsführung der ÜNB wird im Wesentlichen auf Basis von Online-Werten der Echtzeitbetrieb der Übertragungsnetze überwacht und gesteuert. Neben der Leistungs-frequenzregelung umfasst dies die Umsetzung zuvor geplanter bzw. kurzfristig notwendiger Anpassungsmaßnahmen.

Aufbauend auf einem Abbild des aktuellen Systemzustandes wird eine Bewertung der vorliegenden Systemsicherheit durchgeführt, indem mittels Lastflussberechnungen geprüft wird, ob es durch Ausfall von Betriebsmitteln zu einer Gefährdungssituation kommen kann. Das Abbild des aktuellen Systemzustands wird auf Basis von Online-Werten durch eine Zustandsschätzung gewonnen. Um im Bedarfsfall (z. B. bei Auftritt einer Störung) auch unmittelbar Anpassungsmaßnahmen durchführen zu können, ist es in einem durch dezentrale Erzeugung geprägten System erforderlich, dass die Systemführung über möglichst umfassende Informationen zur aktuellen Last-/Eispeisesituation im Gesamtsystem und den verbleibenden Anpassungspotentialen verfügt.

Über den Prozess der Leistungs-/Frequenzregelung wird mittels automatischer Regelungen von Primär- und Sekundärregelung bzw. manueller Aktivierung von Minutenreserve dafür Sorge getragen, dass stets ein Gleichgewicht aus Erzeugung und Verbrauch im System und somit die Frequenzstabilität gewährleistet ist.

6 Konkretisierung des Daten- und Informationsbedarfs

In diesem Kapitel werden zunächst (Abschnitt 6.1) für jede Datenart gemäß Abschnitt 3.2 ergänzende Konkretisierungen zum Daten- und Informationsbedarf vorgenommen. Diese Konkretisierungen erläutern insbesondere die Anwendung der in den vorangegangenen Abschnitten abgeleiteten Grundsätze und des prozessbezogenen Bedarfs. Dabei liegt ein Fokus auf dem Bereich der Planungsdaten, da diese einerseits für die Wahrnehmung der Systemverantwortung durch die ÜNB im Rahmen der Prozesse der Systembetriebsplanung und Systemführung besonders relevant sind. Andererseits ist hier der Aufwand für die Datenbereitstellung wie für die Weiterverarbeitung der Daten besonders hoch. Um die Angemessenheit des EIN insgesamt zu gewährleisten, erscheint es deshalb besonders wichtig, ein konsistentes Gesamtkonzept für den Umgang mit Planungsdaten darstellen zu können.

Basierend darauf werden in Abschnitt 6.2 die zur Betriebsplanung und -führung notwendigen Prozesse erörtert und daraus Prüfmaßstäbe abgeleitet, deren Erfüllung zur Durchführung der Prozesse erforderlich ist. Abschnitt 6.3 beurteilt den auf dieser Grundlage von den ÜNB im Anhang dargelegten konkreten Datenbedarf.

6.1 Prozessübergreifende Überlegungen

6.1.1 Stammdaten

Wie bereits in Abschnitt 4.1 ausgeführt, sind für die kleinsten im Rahmen des EIN betrachteten Einheiten zumindest Stammdaten zu übermitteln. Stammdaten sind somit grundsätzlich von allen NVR (für Ausnahmen siehe Abschnitt 4.1.1) und gemäß 4.1.2 zur Datenlieferung im EIN zu verpflichtenden VS bereitzustellen.

Wir weisen darauf hin, dass einzelne der benötigten Stammdaten nicht direkt von den EIV der betroffenen NVR/VS, sondern von den Anschlussnetzbetreibern bereitgestellt werden müssen. Darüber hinaus sollte die Bereitstellung von Stammdaten optimal mit dem gerade bei der BNetzA im Aufbau befindlichen Marktstammdatenregister koordiniert werden. Auf sich daraus ergebende Umsetzungsaspekte geht Kapitel 6.2 näher ein.

6.1.2 Zähldaten

Zähldaten liegen naturgemäß bereits in der Netzbetreibersphäre vor. Die Nutzung von Zähl-
daten wird aktuell gesetzlich neu geregelt. Die Bundesregierung hat dazu den Entwurf eines Mess-
stellenbetriebsgesetzes (MsbG) vorgelegt [4]. Der Gesetzentwurf sieht explizit vor, dass Netz-
betreiber Zähl-
daten von Messeinrichtungen unterschiedlicher Art für die Erfüllung ihrer Pflicht
zum ordnungsgemäßen, sicheren und effizienten Netzbetrieb nutzen können (§ 49 f. Entw.
MsbG). § 66 Entw. MsbG regelt explizit, dass die Nutzung von Messwerten für die Erfüllung
der Pflichten aus den §§ 11 bis 14 EnWG, also u. a. die Wahrnehmung der Systemverantwor-
tung durch die ÜNB, möglich ist. § 67 Entw. MsbG ermöglicht speziell den ÜNB noch darüber
hinausgehende Nutzungen von Zähl-
daten für verschiedene ÜNB-spezifische Aufgaben. Die
Begründung des Gesetzentwurfs verweist explizit darauf, dass die §§ 66 und 67 die für eine
effiziente Systemführung notwendigen Daten sichern und den Informationsbedürfnissen der
ÜNB für das EIN nach § 12 Abs.4 EnWG Rechnung tragen sollen.

Der Entwurf des MsbG regelt darüber hinaus klar, innerhalb welcher Fristen welche Zähl-
daten an welche Netzbetreiber zu übermitteln sind.

Vorbehaltlich der Annahme des vorliegenden Gesetzentwurfs sehen wir daher auf lange Sicht
keinen weiteren Regelungsbedarf für Zähl-
daten im Rahmen des EIN. Bis zur nutzungswirksa-
men Umsetzung des MsbG sollten den ÜNB die von ihnen zur Gewährleistung einer sicheren
Netz- und Systemführung benötigten, in der Netzbetreibersphäre bereits vorliegenden Zähl-
daten jeweils kurzfristig zur Verfügung gestellt werden, indem die VNB diese zusätzlich zu den
Lieferanten auch den ÜNB übermitteln.

6.1.3 Onlinedaten

Bzgl. der Übermittlung von Onlinedaten weisen wir auf den der BNetzA vorgelegten BDEW-
Entwurf der PG Energieinformationsnetz zur ersten Stufe des Online-Datenaustauschs [5] hin.
Bzgl. des Online-Datenaustauschs wurde ein von allen beteiligten Diskussionspartnern als
sachgerecht empfundener Vorschlag entwickelt. Dieser prozessuale Vorschlag stellt den Aus-
tausch der im Anhang aufgeführten Daten sicher und sollte deshalb grundsätzlich so umgesetzt
werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass hinsichtlich der Zyklus- und Latenzzeiten in [5] ein
allgemeiner Rahmen vorgegeben wird, der im Grundsatz Zykluszeiten bis zu 15 Minuten und
Latenzzeiten von bis zu 5 Minuten erlaubt. Innerhalb dieses Rahmens sind die Anforderungen

für konkrete Prozesse jeweils zu präzisieren, da je nach Anwendungsfall unterschiedlich strikte zeitliche Anforderungen an die Bereitstellung der Onlinedaten bestehen können.

Hinsichtlich der Dateninhalte sei auf die prozessbezogene Konkretisierung in Abschnitt 6.2.2 verwiesen.

Die Notwendigkeit der Übermittlung von Online-Daten für Systemführungszwecke ist auch im Entwurf des MsbG adressiert. Bei Vorliegen eines intelligenten Messsystems müssen bestimmte Anlagen (nach § 56 MsbG-Entwurf u. a. EEG- und KWK-Anlagen) nach diesem Entwurf zukünftig entsprechend § 64 MsbG-Entwurf zeitnah Netzzustandsdaten für die Erfüllung der Pflichten aus den §§ 11 bis 14 EnWG, also u. a. die Wahrnehmung der Systemverantwortung durch die ÜNB, übermitteln. Netzzustandsdaten sind dabei nach den Begriffsbestimmungen (§ 2 Nr. 16 MsbG-Entwurf) „Spannungs- und Stromwerte und Phasenwinkel sowie daraus errechenbare oder herleitbare Werte, die zur Ermittlung des Netzzustandes verwendet werden können“. Diese Daten sind eindeutig als Online-Daten zu klassifizieren. Nach heutigem Informationsstand ist aber noch unklar, ob die intelligenten Messsysteme die Anforderungen an Onlinewerte (z. B. mindestens 96 Übermittlungen pro Tag und Messstelle) tatsächlich erreichen werden.

6.1.4 Planungsdaten

Die Übermittlung von Planungsdaten wird im Zuge der Einführung des EIN besonders kontrovers diskutiert. Einerseits sind diese Daten für die Systembetriebsplanung und Systemführung von besonderer Bedeutung, andererseits sind hier der Aufwand für die Datenbereitstellung und das Schutzinteresse der EIV besonders hoch. In Kapitel 5 wurde bereits dargestellt, welche Planungsdaten zur Durchführung der systemführungsrelevanten Prozesse bei den ÜNB grundsätzlich benötigt werden. Dabei ist bereits deutlich geworden, dass die Beurteilung des Systemzustands und die Planung ggf. notwendiger Eingriffe durch die ÜNB nur zu befriedigenden Ergebnissen führen, wenn Daten aus unterschiedlichen Quellen in geeigneter Weise miteinander kombiniert werden. Wir stellen deshalb nachfolgend noch einmal in komprimierter Weise unseren Vorschlag für das grundsätzliche Vorgehen bei der Bereitstellung von Planungsdaten durch die unterschiedlichen zur Datenlieferung verpflichteten Gruppen dar. Dieser Vorschlag ist eine Umsetzung der in Abschnitt 3.1 abgeleiteten Grundsätze (insbesondere Angemessenheit, Bereitstellung von Planungsdaten insbesondere durch professionelle Akteure, Nutzung in den Geschäftsprozessen der EIV ohnehin anfallender Daten) für die Datenübermittlung im EIN

unter Konkretisierung der in Kapitel 4 ausgesprochenen Empfehlungen zu Grundsatzfragen. Gleichzeitig wird gewährleistet, dass durch Zusammenführen der von NVR und VS gelieferten ressourcenscharfen Planungsdaten mit Netzbetreiberdaten und Prognosedaten der ÜNB den in Kapitel 5 beschriebenen Anforderungen mit angemessener Genauigkeit gerecht werden können.

Der Vorschlag orientiert sich dabei am unter den aktuellen Rahmenbedingungen erkennbaren Daten- und Informationsbedarf der ÜNB. Eine Anpassung an geänderte Rahmenbedingungen in der Zukunft unter Wahrung o. g. Grundsätze kann deshalb ausdrücklich sinnvoll und geboten sein.

6.1.4.1 Netzbetreiberdaten

In Abschnitt 4.3 wurde dargelegt, dass Netzdaten zumindest teilweise als Bewegungsdatum zu hinterlegen sind. Allerdings halten wir je nach Netzebene und Topologie eine vereinfachte Abbildung (über Aufteilmfaktoren, die Lasten und Einspeisungen Knoten der vorgelagerten Netzebene zuordnen) oder eine detaillierte Abbildung über Ersatzschaltbilder bzw. Netzdatensätze für möglich.

Wir schlagen vor, als Standard für alle Netze mit Nennspannungsebenen von 60 kV und mehr (Hoch- und Höchstspannungsnetze) die detaillierte Abbildung, für Netze der darunterliegenden Spannungsebenen die vereinfachte Abbildung vorzusehen.¹⁵ Abweichungen von diesem Standard können im Einzelfall zwischen den beteiligten Netzbetreibern vereinbart werden.

6.1.4.2 Daten von NVR

Für die Bereitstellung von Planungsdaten durch NVR schlagen wir eine Differenzierung nach drei Gruppen vor:

- konventionelle Erzeugungsanlagen mit Nennleistung größer oder gleich 10 MW und mit Anschlussspannungsebene 110 kV oder höher gemäß Beschluss BK6-13-200 (Groß-NVR)

¹⁵ Eine detaillierte Abbildung ist auch notwendig, wenn die spezielle Netzanschlussituation (z. B. bei Kraftwerksnetzen mit Anschluss an mehrere Spannungsebenen, Querregeltransformatoren o. ä.) ansonsten keine eindeutige Ermittlung der Lastflusssituation im Übertragungsnetz zulässt.

- NVR auf Basis erneuerbarer Energien (EE-NVR); hierzu zählen alle Erzeugungseinrichtungen, die als „Anlage“ gemäß EEG einzustufen sind
- sonstige NVR (S-NVR)

Zusammen mit Prognosedaten der ÜNB sowie ressourcenscharfen Stammdaten können aus den Planungsdaten den Anforderungen der ÜNB genügende Netzdatensätze zur Netzbetriebsplanung erstellt werden.

Groß-NVR

Die Bereitstellung von Planungsdaten für Groß-NVR ist für konventionelle Erzeugungsanlagen ab 10 MW und mit Anschlussspannungsebene 110 kV oder höher bereits durch den Beschluss BK6-13-200 der BNetzA geregelt. Dieser Beschluss stellt sicher, dass die für die Systembetriebsplanungs- und Systemführungsprozesse der ÜNB notwendigen Planungsdaten durch die EIV übermittelt werden. Die bisherige Praxis kann insofern beibehalten werden.

EE-NVR

Für EE-NVR besteht bisher keine Verpflichtung, Planungsdaten im Rahmen des EIN bereitzustellen. Angesichts der bereits heute sehr hohen und weiter stark steigenden Bedeutung von EE-Einspeisung für das Stromversorgungssystem erscheint es zukünftig notwendig, auch diese Erzeugung besser in die Systemplanungs- und Systemführungsprozesse einbeziehen zu können. EE-Einspeisung sollte deshalb grundsätzlich verpflichtet werden, an der Bereitstellung von Daten im Rahmen des EIN mitzuwirken. Allerdings sind im Vergleich zu konventioneller Einspeisung verschiedene Besonderheiten zu beachten. Einerseits wird die EE-Einspeisung bei den besonders bedeutenden Energieträgern Wind und Sonne überwiegend nicht durch die Einsatzentscheidung der EIV, sondern insbesondere auch durch das schwankende und nur stochastisch prognostizierbare Dargebot des jeweiligen Energieträgers bestimmt. Andererseits wird ein zwar sinkender, aber nach wie vor relevanter Teil der EE-Einspeisung nicht von den EIV (oder von ihnen beauftragten Dienstleistern), sondern von den ÜNB vermarktet. Die EIV dieser Anlagen sind somit keine professionellen Akteure am Energiemarkt.

Wir schlagen deshalb für die Einbeziehung von EE-NVR in das EIN ein abgestuftes Konzept vor. Planungsdaten müssen dabei ausschließlich von EE-NVR bereitgestellt werden, die keine

Einspeisevergütung nach §§ 37 f. EEG erhalten. EIV für die Planungsdaten der zur Datenbereitstellung verpflichteten EE-NVR ist der jeweilige Direktvermarkter. Die Beschränkung der Verpflichtung zur Bereitstellung von Planungsdaten auf direktvermarktete EE entspricht dem Grundsatz, vor allem professionelle Akteure in das EIN einzubeziehen.

Die Einspeisung von EE-NVR ins Netz als relevante Größe aus Sicht des ÜNB wird in zunehmendem Maße davon beeinflusst, ob und in welchem Maße der EIV eine Saldierung mit Eigenverbrauch und/oder lokalen Speichern vornimmt. Daher erscheint es grundsätzlich geboten, eine Differenzierung nach Art und Umfang der Nutzung solcher Optionen im EIN vorzusehen. Um eine einheitliche Interpretation entsprechender Daten durch EIV und ÜNB und damit den praktischen Nutzen der Daten sicherzustellen, sollten anerkannte Definitionen zugrunde gelegt werden, anhand derer die technischen Eigenschaften und auch die Nutzungsweise von Eigenverbrauch bzw. lokaler Speicherung je EE-NVR beschrieben werden können. Eine solche Definition liegt nach Kenntnis der Gutachter bislang nicht vor. Daher ist derzeit eine Konkretisierung der entsprechenden Datenbereitstellung noch nicht möglich. Sobald eine anerkannte Definition vorliegt, sollte jedoch die Datenbereitstellung im EIN daraufhin angepasst werden.

Ziel der Bereitstellung von Planungsdaten bei EE-NVR ist die möglichst genaue Prognose der geplanten Einspeisung. Hierbei ist zwischen dargebotsabhängigen und nicht dargebotsabhängigen EE-NVR zu unterscheiden.

- **Nicht dargebotsabhängige EE-NVR** – Für diese Ressourcen sind, soweit sie direkt vermarktet werden, von den EIV ressourcenscharfe Planungsdaten entsprechend den Anforderungen für Groß-NVR bereitzustellen. Da es sich um professionelle Akteure handelt, ist davon auszugehen, dass dies ungeachtet der Ressourcengröße möglich und vertretbar ist.
- **Dargebotsabhängige EE-NVR** – Theoretisch wäre es zielführend, Planungsdaten für jede NVR zu erhalten. Allerdings dürften die EIV (d. h. hier die Direktvermarkter) für Ressourcen unterhalb einer gewissen Größenschwelle keine ressourcenscharfen Prognosen erstellen. Für größere Ressourcen sind unterschiedliche Verfahren denkbar, wie Prognosen je Ressource und darauf aufbauend die Prognose der Gesamteinspeisung je EIV gebildet werden. Letztlich ist aus Sicht der EIV i. A. nur diese Gesamtprognose für die Vermarktung relevant, so dass die ressourcenscharfen Prognosen in den jeweiligen Verfahren nur Zwischengrößen darstellen. Daneben ist zu erwarten, dass für unterschiedliche Ressourcen von unterschiedlichen EIV unterschiedliche Prognosemethoden eingesetzt werden und somit

die Summe von Einzelprognosen nicht die Güte und Konsistenz einer Gesamtprognose erwarten lässt. Es ist daher zielführend, von den Prognoseverfahren der EIV zu abstrahieren und stattdessen Daten zur Prognoseerstellung wie folgt zu kombinieren:

- Für das Gesamtkollektiv aller dargebotsabhängigen EE-NVR kann der ÜNB – wie es bereits der heutigen Praxis entspricht – grundsätzlich eine Einspeiseprognose von hoher Qualität erstellen, die aufgrund der Kollektivgröße prinzipielle Vorteile gegenüber den Prognosen der einzelnen EIV aufweist. Diese Prognose kann auch die regionale Verteilung der Einspeisung umfassen.
- Auf eine Bereitstellung von ressourcenscharfen Einspeiseprognosen durch die EIV kann verzichtet werden.
- Allerdings gibt es relevante Informationen, die nur den EIV vorliegen und ohne deren Kenntnis die Prognose der ÜNB erheblichen Unschärfen unterläge. Dies sind zum einen die Verfügbarkeiten der NVR und zum anderen Daten über steuernde Eingriffe seitens des EIV, die dazu führen, dass eine vom dargebotsbedingten Potenzial abweichende Einspeisung erfolgt. Letzteres umfasst beispielsweise die Vorhaltung von Regelleistung sowie die geplante Abregelung von Ressourcen durch den EIV.¹⁶ Daher müssen Planungsdaten zu Verfügbarkeit und steuernden Eingriffe der EIV je NVR bereitgestellt werden. Dies gilt auch für NVR, die sich innerhalb von VS befinden.¹⁷
- Eine Abregelung von EE-Ressourcen kann nicht nur durch den EIV (üblicherweise aufgrund marktbasierter Erwägungen), sondern auch durch den VNB erfolgen. Da der EIV hiervon i. A. im Vorhinein keine Information erhält, müssen Daten über von den VNB geplante Abregelungen durch die VNB bereitgestellt werden. Dies erfolgt grundsätzlich

¹⁶ Darüber hinaus gehört auch das Redispatchvermögen der technischen Ressourcen zu den Planungsdaten, die vom EIV bereitgestellt werden müssen. Dies wird jedoch nicht für die Prognoseerstellung benötigt, sondern für die Ableitung von Maßnahmen.

¹⁷ Grundsätzlich wäre die Bereitstellung von Planungsdaten für NVR innerhalb von VS nicht unbedingt notwendig. Da jedoch diese NVR in der EE-Prognose des ÜNB für das Gesamtkollektiv enthalten sind, müssen auch die EIV-spezifischen Informationen hierüber zur Verfügung gestellt werden. Ansonsten wäre der Ansatz einer regelzonenweiten Einspeiseprognose, die um EIV-spezifische Informationen korrigiert wird, nicht umsetzbar, und jeder EIV müsste zur Angabe einer ressourcenscharfen Einspeiseprognose verpflichtet werden.

ressourcenscharf; ggf. sind auch flexible Ausgestaltungsmöglichkeiten denkbar, z. B. basierend auf einer Abschaltreihenfolge und summarischer Abschaltleistung.

Für EE-Ressourcen, die nicht direkt vermarktet werden, werden gemäß diesem Umsetzungsvorschlag keine Planungsdaten erhoben.¹⁸ Für diese Ressourcen liegen jedoch Stammdaten vor, so dass sie in die Einspeiseprognose des ÜNB einbezogen werden können. Angaben zur Verfügbarkeit dieser Ressourcen stehen für die Prognose dann zwar nicht zur Verfügung. Zumindest für das in der Gesamtgröße relevante Kollektiv der kleinen PV-Anlagen kann aber aufgrund der hohen Anzahl von Ressourcen die Verfügbarkeit durch den ÜNB pauschal abgeschätzt werden.

S-NVR

In diese Gruppe fallen „kleine“ NVR, die nicht EE-basiert sind, und die nicht unter die Verpflichtung zur Bereitstellung von Planungsdaten gemäß Beschluss BK6-13-200 der BNetzA fallen.

Auch wenn die individuelle Leistung dieser Anlagen klein ist, ist ihr Gesamtkollektiv doch so groß, dass die Einspeisung dieser Anlagen die Prozesse der Systembetriebsplanung und Systemführung in relevantem Maße beeinflusst. Wir halten es deshalb – analog zu EE-NVR – für notwendig, Planungsdaten in angemessenem Umfang auch für diese Anlagen über das EIN auszutauschen. Dennoch sind auch hier die speziellen Rahmenbedingungen (Einsatzregime, Professionalität der Akteure) zu berücksichtigen. Wir halten deshalb auch im Bereich der S-NVR ein abgestuftes Vorgehen für erforderlich. Dabei werden die Anforderungen bzgl. der Bereitstellung von Planungsdaten unterschieden nach S-NVR im Bereich der öffentlichen Stromversorgung, der industriellen oder gewerblichen Stromversorgung und S-NVR mit privaten Betreibern.

¹⁸ Dabei ist zumindest unklar, ob diese Anlagen unter die Anforderungen des § 13 Abs. 1a EnWG fallen können. In diesem Falle wären Planungsdaten notwendig. Es wäre dann aber konsistent, die Verpflichtung zur Datenbereitstellung durch eine Anpassung des explizit auf die Regelungen des § 13 Abs. 1a EnWG referenzierenden Beschluss BK6-13-200 der BNetzA zu erreichen.

- ***S-NVR im Bereich der öffentlichen Stromversorgung oder sonstiger professioneller Akteure¹⁹*** – In Analogie zu direktvermarkteten EE-NVR (s. o.) sind von den EIV ressourcenscharfe Planungsdaten bereitzustellen. Da es sich um professionelle Akteure handelt, ist davon auszugehen, dass dies im Grundsatz ungeachtet der Ressourcengröße möglich und vertretbar ist. Ggf. kann aus Vereinfachungsgründen eine Mindestgröße (z. B. 1 MW) vereinbart oder seitens des ÜNB auf bestimmte Daten verzichtet werden. Der Datenumfang richtet sich nach dem Einsatzkonzept der Ressource:
 - *Ausschließlich wärmegeführte KWK-S-NVR²⁰* können im Grundsatz wie dargebotsabhängige EE-NVR behandelt werden. Die Einspeiseprognose würde durch den ÜNB erfolgen. Vom EIV Daten wären zur Verfügbarkeit (und ggf. marktbasierten Abregelungen, sofern solche auftreten) bereitzustellen. Da in KWK-Systemen der öffentlichen Versorgung jedoch, anders als bei EE-Erzeugung, eine aktive Einsatzplanung durch den EIV erfolgt, kann auch die Verpflichtung der EIV zur Bereitstellung eigener Einsatzprognosen erwogen werden.
 - *Alle anderen S-NVR* (einschließlich stromgeführter KWK) werden analog zu den nicht dargebotsabhängigen direkt vermarkteten EE-NVR behandelt. Für diese NVR, bei denen im Grundsatz von einem strommarktgeführten Einsatz durch professionelle Akteure ausgegangen werden kann, sind somit ressourcenscharfe Planungsdaten einschließlich geplanter Einspeisungshöhe (analog den Anforderungen für Groß-NVR) bereitzustellen.
- ***Kleine industrielle oder gewerbliche S-NVR*** – Diese sind definitorisch über die VS erfasst, d. h. eine Datenlieferung erfolgt in Abhängigkeit der für die Datenbereitstellung von VS geltenden Kriterien.
- ***Kleine private S-NVR*** – Für diese Gruppe wird auf die Bereitstellung von Planungsdaten verzichtet (keine professionellen Akteure). Faktisch wird dieser Anteil der Erzeugung damit in die Lastprognose integriert.

¹⁹ Hierunter fallen insbesondere auch sog. „Zuhause-Kraftwerke“ und Mikro-Blockheizkraftwerke

²⁰ Diese Einstufung wäre ein von der S-NVR zu übermittelndes Stammdatum.

6.1.4.3 Daten von Verbrauchsstellen

In Abschnitt 4.1.2 wurde bereits hergeleitet, dass eine Verpflichtung zur Bereitstellung von Daten im EIN bei VS nur dann angemessen erscheint, wenn aufgrund der Höhe der Abnahme oder eines vom allgemeinen Verbrauch erwartungsgemäß deutlich abweichenden Verbrauchsverhaltens ein signifikanter, anderweitig nicht zu erfassender Einfluss auf den Systemzustand zu erwarten ist. Nur für solche VS halten wir eine generelle Verpflichtung zur Datenlieferung im EIN und damit auch eine Verpflichtung zur Bereitstellung von Planungsdaten für begründbar. Darüber hinaus können sich für NVR innerhalb von VS höhere Anforderungen z. B. aufgrund der Regelungen des § 13 Abs. 1a EnWG und darauf aufbauender Verpflichtungen ergeben.

Verbrauchsstellen mit Datenlieferungsverpflichtung

Bei VS, die einer Datenlieferungsverpflichtung gemäß Abschnitt 4.1.2 unterliegen, ist zu erwarten, dass ihr Verbrauchsverhalten nicht durch allgemeine Prognosemodelle etc. hinreichend genau approximiert werden kann und dadurch bedingt signifikante Fehleinschätzungen des Systemzustands auftreten könnten. Von diesen VS sind deshalb grundsätzlich individuelle Planungsdaten erforderlich. Die Verbraucher an derartigen VS können als Großverbraucher, Industrienetzbetreiber oder aktive Vermarkter von Flexibilitätsdienstleistungen ohne Zweifel dem Bereich der professionellen Akteure zugerechnet werden. Eine Verpflichtung zur Bereitstellung von Planungsdaten erscheint somit angemessen.

Die bereitzustellenden Planungsdaten sollten sich an den Anforderungen für Groß-NVR entsprechend der Festlegung BK6-13-200 der BNetzA orientieren. Neben der geplanten Abnahme der Verbrauchsstelle (aggregiert am Netzverknüpfungspunkt) sollten die bereitzustellenden Planungsdaten damit auch Informationen über

- das Redispatchvermögen der innerhalb der Verbrauchsstelle befindlichen technischen Ressourcen,
- eine evtl. Regelleistungsvorhaltung und
- vermarktete lastseitige Flexibilität²¹

²¹ Vermarktete lastseitige Flexibilität kann ggf. als positives/negatives Redispatchvermögen angegeben werden. Vermarktungen im Rahmen der AbLaV sollten separat erfasst werden.

enthalten.

Eine Aggregation dieser Informationen ist nur insoweit zulässig, als dass sie einer optimalen Inanspruchnahme von Anpassungsmaßnahmen durch den ÜNB nicht entgegenstehen. Bildet sich beispielsweise das Redispatchvermögen einer Verbrauchsstelle aus mehreren NVR, so wäre eine Aggregation des Redispatchvermögens nicht zulässig, wenn die einzelnen technischen Ressourcen unterschiedlichen technischen Randbedingungen (z. B. Dynamik der Leistungsanpassung) unterlägen.

Sonstige Verbrauchsstellen

Unter sonstige VS fallen alle Letztverbraucher, für die keine Datenlieferungsverpflichtung gemäß Abschnitt 4.1.2 besteht. Für einen Großteil der sonstigen VS werden zum einen keine verbrauchsstellenscharfen Prognosen erstellt, zum anderen sind sie aufgrund begrenzter Verbrauchshöhe und fehlender (Vermarktung von) Flexibilität einer zentralen Prognose zugänglich. Daher ist eine verbrauchsstellenscharfe Bereitstellung von Planungsdaten für diese sonstigen VS nicht sinnvoll. Analog den Überlegungen zur dargebotsabhängigen EE-Erzeugung sollte stattdessen der ÜNB für das Kollektiv der sonstigen VS eine eigene Prognose erstellen, die auch eine Regionalisierung auf die Netzknoten der n -ten Netzebene umfasst. Damit wird sichergestellt, dass eine einheitliche Prognosemethodik zur Anwendung kommt, die für das größtmögliche Kollektiv gilt und somit die bestmögliche Prognosegüte aufweist. Diese Prognose sollte auch die nicht detailliert erfassten privaten S-NVR sowie Verluste in den $(n + 1)$ -ten Netzebenen umfassen. Aus vorgenanntem Konzept ergibt sich demnach keine Notwendigkeit zur Lieferung von Planungsdaten für sonstige VS. Das schließt nicht aus, dass Anforderungen an Zähl- und Onlinewerte²² sowie Stammdaten zur Parametrierung der Prognosewerkzeuge bestehen.

²² Je Knoten der n -ten Netzebene liegen gemäß diesem Konzept vollständige Information zur jeweils unterlagerten Erzeugung und zu VS mit Datenlieferungsverpflichtung vor. Zusammen mit den Zähl- oder Onlinewerten der vertikalen Netzlast je Knoten lässt sich daraus die Summenleistung der sonstigen VS je Netzknoten ermitteln und als Parametrierungsdatum für ein Prognosewerkzeug nutzen.

6.2 Prozessbezogene Konkretisierung

Wie in Kapitel 5 ausgeführt, erfordert die Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des elektrischen Energieversorgungssystems umfangreiche Prozesse zur Betriebsplanung und -führung, wobei derartige Prozesse bereits heute bei den ÜNB existieren und grundsätzlich funktionieren. Die zunehmende Verlagerung der Erzeugung weg von einem Direktanschluss im Übertragungsnetz hin zu einer dezentralen und unterlagerten Erzeugung sowie einem vermehrten Lastmanagement macht es aber zwingend erforderlich, diese Prozesse entsprechend den Ausführungen in Abschnitt 6.1 weiterzuentwickeln. Der sich daraus ergebende Datenbedarf stellt eine wesentliche Anforderungen an das EIN dar, weshalb es für dessen weitere Ausgestaltung notwendig ist, zunächst eine Analyse dieser Prozesse durchzuführen um darauf aufbauend den notwendigen Datenbedarf des EIN ableiten zu können. Wie bereits in Abschnitt 6.1 liegt der Fokus auch hierbei auf den Planungsdaten.

Nachfolgend findet sich eine Übersicht über die Struktur der notwendigen Prozesse und deren Gliederung in Teilprozesse. In Bild 6.1 ist ein Überblick über die Teilprozesse und deren unmittelbaren Abhängigkeiten untereinander dargestellt²³.

Die nachfolgende Erläuterung ist so strukturiert, dass für jeden Teilprozess ein Prüfmaßstab definiert wird, dessen Erfüllung zur Durchführung des Teilprozesses erforderlich ist. Der zur Erfüllung dieses Prüfmaßstabes notwendige Datenbedarf kann sich entweder aus anderen Teilprozessen speisen oder einen unmittelbaren Datenbedarf an das EIN bedingen. Mit dem Anhang dieses Gutachtens haben die ÜNB eine detaillierte Beschreibung der einzelnen Teilprozesse beigesteuert, in der dargelegt ist, wie genau dieser Prüfmaßstab erreicht wird und welcher Datenbedarf im Detail daraus resultiert.

²³ Der Übersichtlichkeit halber verzichtet die Darstellung auf prozessinterne Rückkopplungen, wie z. B. die Rückwirkungen einer Anpassungsmaßnahme auf die Netznutzung, das Netzmodell und damit auf die Zustandsbewertung.

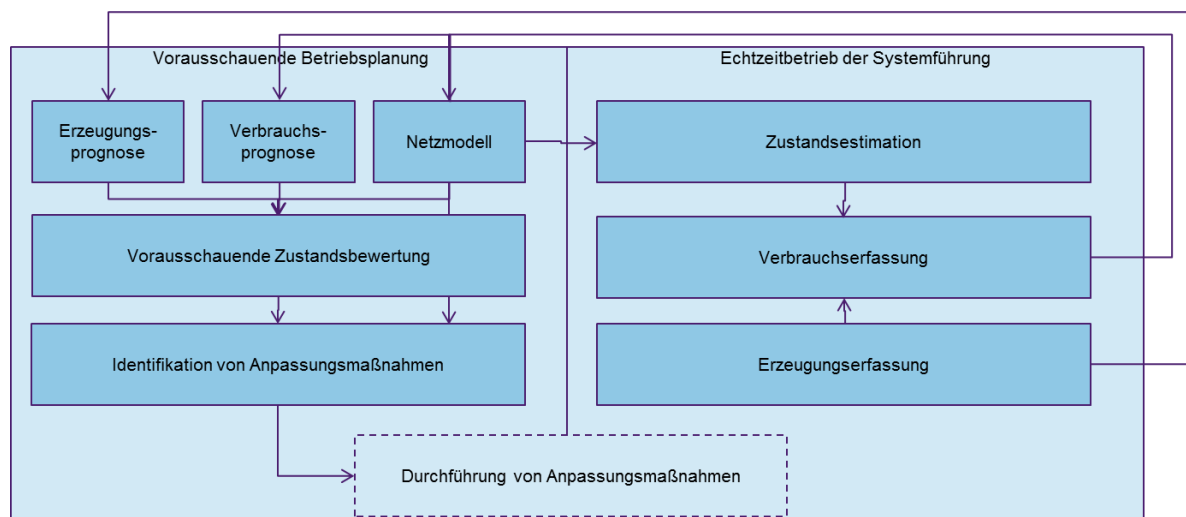


Bild 6.1 Struktur der zur Betriebsplanung und -führung notwendigen Prozesse

Eine Verwendung von Daten in Prozessen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des elektrischen Energieversorgungssystems macht eine kontinuierliche Qualitätssicherung der verwendeten Daten unerlässlich. Daher ist es für die ÜNB wesentlich, eine Beurteilungsgrundlage zur Bewertung der gelieferten Daten zu haben, um so deren Plausibilität eigenständig prüfen zu können. Dies kann durch eine Zuordnung der verwendeten Planungsdaten zu Stammdaten und Zählwerten ermöglicht werden.

6.2.1 Vorausschauende Betriebsplanung

Ein wesentlicher Teil der Betriebsplanung besteht gemäß Kapitel 5.1 in der vorausschauenden Analyse und Bewertung des zu erwartenden Systemzustandes auf Basis der geplanten Netznutzung. Diese Analyse wird mittels vortägig beginnender (z. B. DACF, IDCF) und bis zum Ist-Zeitpunkt fortgeführter Prozesse realisiert, in denen mittels Lastflussberechnungen eine Systembewertung durchgeführt wird. Darauf aufbauend wird die Notwendigkeit von Anpassungsmaßnahmen geprüft, und falls erforderlich werden diese geeignet geplant. Aufgrund des steigenden Bedarfs an Anpassungsmaßnahmen kommt darüber hinaus einer Week-Ahead-Planung steigende Bedeutung zu, mittels der bereits präventiv ein Teil der notwendigen Anpassungsmaßnahmen ermittelt werden kann. Daneben werden zur Gewährleistung der Systembilanz Regelleistungsabrufprozesse eingeführt, die aufbauend auf einer Überwachung der zu erwartenden Systembilanz den Abruf von Regelleistung nach Regelleistungsqualität (Sekundär- und Minutenreserve) sowie einen ggf. erforderlichen darüber hinausgehenden marktbasierten Leistungsausgleich unter Berücksichtigung von Netzengpässen steuern.

Teilprozess vorausschauende Zustandsbewertung

Die Bewertung der zu erwartenden Betriebsmittelauslastungen und Spannungshaltung erfolgt mittels komplexer Lastflussrechnungen.

Dazu ist zum einen ein Modell des elektrischen Energieversorgungsnetzes erforderlich, welches elektrische Eigenschaften, Netzstruktur und Topologie der Betriebsmittel umfasst. Neben Daten der Übertragungsebene, die den ÜNB selbst vorliegen oder über existierende Prozesse von benachbarten Übertragungsnetzbetreibern bereitgestellt werden ist hierbei auch eine ausreichend detaillierte Beschreibung der unterlagerten Netzebenen erforderlich. Die notwendigen Daten ergeben sich aus dem Teilprozess **Netzmodell**.

Zum anderen ist eine vollständige Beschreibung der Netznutzung erforderlich, die sämtliche Einspeisungen und Lasten den Knoten des Netzmodells zuweist. Diese sind zum einen dem EIN als Fahrpläne von NVR/VS zu entnehmen oder entstammen den Teilprozessen **Erzeugungs-** und **Verbrauchsprognose** bzw. werden von benachbarten Übertragungsnetzbetreibern geliefert

Insgesamt ergibt sich daraus als Prüfmaßstab, dass ein Lastflussdatensatz erstellt werden kann, der alle zur komplexen Lastflussberechnung notwendigen Eingangsdaten umfasst, wobei für jeden in der Vorschau betrachteten Zeitpunkt (z. B. stündliche Zeitpunkte des Folgetages) ein solcher Lastflussdatensatz erforderlich ist.

Neben dem genannten Erfordernis von Planungsdaten ergeben sich aus dem Teilprozess **vorausschauende Zustandsbewertung** auch Anforderungen bzgl. Stammdaten und Zählwerten.

- Wie oben ausgeführt, ist zur Qualitätssicherung der verwendeten Planungsdaten eine Zuordnung zu entsprechenden Zählwerten erforderlich, um durch einen entsprechenden Vergleich eine Plausibilisierung zu ermöglichen.
- Aufgrund des stark zunehmenden Bedarfs an Anpassungsmaßnahmen wird zukünftig zunehmend die Notwendigkeit bestehen, bei der Planung von Anpassungsmaßnahmen auch Unsicherheiten in den Lastflussprognosen zu berücksichtigen (siehe auch Abschnitt 2.2). Hierzu ist es erforderlich, die stochastischen Eigenschaften mindestens der die Netznutzung beschreibenden Größen abbilden zu können. Daraus ergibt sich der Bedarf, neben den Planungsdaten auch die zugehörigen tatsächlich realisierten Werte zur Verfügung zu haben, um auf dieser Basis entsprechende probabilistische Modelle parametrieren zu können.

Teilprozess Identifikation von Anpassungsmaßnahmen

Auf Basis von Lastflussberechnungen, die im Rahmen des Teilprozesses **vorausschauende Zustandsbewertung** erstellt werden, können mögliche Grenzwertverletzungen und ggf. die Notwendigkeit von Anpassungsmaßnahmen erkannt werden. Hierfür betreiben die ÜNB Prozesse, in deren Rahmen sowohl netz- als auch marktbezogene Maßnahmen simuliert werden, um so möglichst optimale Anpassungsmaßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Energieversorgungssystems zu ermitteln. Diese Prozesse benötigen Informationen zu allen potentiell möglichen Anpassungsmaßnahmen:

- Die Wirksamkeit einer Maßnahme auf eine zu beseitigende Grenzwertverletzung muss durch den ÜNB quantifizierbar sein, woraus sich die Notwendigkeit einer knotenscharfen Verknüpfung zum Lastflussdatensatz ergibt.
- Das mögliche Potential einer Maßnahme muss bekannt sein (z. B. der Leistungsbereich, in dem eine NVR im Rahmen von Redispatch angepasst werden kann).
- Um möglichst optimale Anpassungsmaßnahmen ableiten zu können, sind Informationen zu mit einer Maßnahme verbundenen Kosten sowie zu evtl. vorhandenen Vorrangregelungen (z. B. EEG-Vorrang) erforderlich.
- Weiterhin sind Informationen zu ggf. vorhandenen zeitkoppelnden Nebenbedingungen von Anpassungsmaßnahmen erforderlich (z. B. sind für die Auswahl von Anpassungsmaßnahmen von Kraftwerken deren Anfahrzeiten von Relevanz).

Zusammenfassend ergibt sich als Prüfmaßstab für den Teilprozess **Anpassungsmaßnahmen** die Notwendigkeit von Lastflussdatensätzen, ergänzt um Informationen zu Freiheitsgraden und Kosten von Anpassungsmaßnahmen, auf deren Basis die Auswahl optimaler Anpassungsmaßnahmen möglich ist.

Teilprozess Erzeugungsprognose

Gemäß den Ausführungen in Kapitel 6.1.4.2 erscheint es uns nicht sinnvoll, für alle NVR Planungsdaten über das EIN auszutauschen. Für

- dargebotsabhängige EE-NVR
- ggf. ausschließlich wärmegeführte KWK-S-NRV

ist vielmehr vorgesehen, dass der ÜNB für seine vorausschauende Betriebsplanung eine Prognose der zu erwartenden Einspeisung aus dieser Erzeugung anstellt. Aufgabe der Prognose ist es somit, den zeitlichen Leistungsverlauf der entsprechenden Einspeisung für den betrachteten Prognosehorizont zu prognostizieren. Hierzu kommen mathematische Verfahren zum Einsatz, die auf Basis meteorologischer Parameter sowie historischer Einspeisedaten (Zählwerte/Hochrechnungen) arbeiten. Für den Teilprozess **vorausschauende Zustandsbewertung** ist es erforderlich, dass diese Prognose für jeden modellierten Netzknoten separate Zeitreihen der zu erwartenden Leistungseinspeisung liefert, was demnach als Prüfmaßstab des Teilprozesses Erzeugungsprognose zu definieren ist.

Für derartige Prognosen ist die aktuelle Einspeisung der zu prognostizierenden Größe ein wichtiges Eingangsdatum, da sich die Prognosefehler insbesondere bei kleinen Prognosehorizonten signifikant verringern lassen, wenn die aktuelle Einspeisung berücksichtigt wird. Die aktuelle Einspeisung ist Ergebnis des Teilprozesses **Erzeugungserfassung**.

Teilprozess Verbrauchsprognose

Analog zur Erzeugungsprognose sehen wir gemäß Abschnitt 6.1.4.3 eine Bereitstellung von Planungsdaten ausschließlich für ausgewählte VS vor (Verbrauchsstellen mit Datenlieferungsverpflichtung), so dass für die vorausschauende Betriebsplanung eine Verbrauchsprognose erforderlich ist. Aufgabe der Verbrauchsprognose ist es, den zeitlichen Leistungsverlauf der sonstigen Verbrauchsstellen für den betrachteten Prognosehorizont zu prognostizieren. Hierzu kommen mathematische Verfahren zum Einsatz, die auf Basis meteorologischer Parameter sowie historischer Einspeisedaten arbeiten. Für den Teilprozess **vorausschauende Zustandsbewertung** ist es erforderlich (Prüfmaßstab), dass diese Prognose für jeden modellierten Netzknoten separate Zeitreihen der zu erwartenden Leistungsentnahme liefert, wobei sichergestellt sein muss, dass VS mit Datenlieferungsverpflichtung aus der Verbrauchsprognose separiert werden können.

Bei der Verbrauchsprognose ist zu berücksichtigen, dass die Gesamtbilanz aus Planungsdaten zu Einspeisungen der NVR, der Prognose zur EE-Einspeisung, der Regelzonenbilanzen und des Einsatzes von Regelreserve ausgeglichen sein muss.

Für den Prozess Verbrauchsprognose kann der aktuelle Verbrauch ein wichtiges Eingangsdatum sein, da sich die Prognosefehler insbesondere bei kleinen Prognosehorizonten signifikant

verringern lassen, wenn die aktuelle Letztverbraucherlast berücksichtigt wird. Die aktuelle Letztverbraucherlast ist Ergebnis des Teilprozesses **Verbrauchserfassung**.

Teilprozess Netzmodell

Aufgabe des Teilprozesses Netzmodell ist die Erstellung einer für Lastflussberechnungen geeigneten Modellierung des elektrischen Energieversorgungsnetzes gemäß den Anforderungen aus Kapitel 6.1.4.1. Dazu sind eine Beschreibung der elektrischen Eigenschaften der Netzbetriebsmittel (Leitungen, Transformatoren, Kompensationselemente und Schaltanlagen) sowie deren Verschaltung (Netztopologie und Schaltzustand) erforderlich. Hierbei ist zu beachten, dass sowohl der Schaltzustand als auch die Stromtragfähigkeit, z. B. aufgrund von Freileitungsmonitoring, für jeden Zeitpunkt der Prognoseperiode bis hin zum Ist-Zeitpunkt variabel sein kann. Wesentliche Aufgabe dieses Teilprozesses **Netzmodell** besteht darin die sowohl von benachbarten ÜNB als auch unterlagerten VNB stammenden Informationen zu einem Netzmodell zusammenzuführen, so dass die für den Teilprozess **vorausschauende Zustandsbewertung** benötigte Beschreibung des Netzes vorliegt (Prüfmaßstab). Dabei ist ein geeignetes System zur Bezeichnung der Netzknoten erforderlich, das stets eine vollständige und eindeutige Zuweisung der in Kapitel 3.2 beschriebenen Datenarten von NVR/VS zu diesen Netzknoten erlaubt.

6.2.2 Echtzeitbetrieb der Systemführung

Der in Abschnitt 6.2.1 beschriebene Vorschauprozess geht mit abnehmendem Prognosehorizont in den Echtzeitbetrieb der Systemführung über, der den Anforderungen gemäß Kapitel 5.2 genügen muss. Hierzu wird aufbauend auf einem Abbild des aktuellen Systemzustandes eine Bewertung der vorliegenden Systemsicherheit durchgeführt. Erforderlich hierfür ist neben einem Modell des elektrischen Netzes im Ist-Zustand aus dem Teilprozess **Netzmodell** das Ergebnis des Teilprozesses **Zustandsestimation**.

Teilprozess Zustandsestimation

Der Teilprozess Zustandsestimation führt mittels mathematischer Verfahren eine Schätzung des aktuellen Systemzustands durch, wobei diese Schätzung auf Basis von Online-Messwerten unter Berücksichtigung von Möglichkeiten von Messungenauigkeiten und -fehlern erfolgt. Für den Teilprozess **Zustandsestimation** ergibt sich die Notwendigkeit, dass ausreichend Online-Messwerte vorhanden sind, um eine Beobachtbarkeit des zu estimierenden Netzbereiches zu

gewährleisten, wobei Hoch- und Höchstspannungsnetze i. d. R. mit ausreichend Messstellen ausgerüstet sind, um eine solche Beobachtbarkeit gewährleisten zu können.

Teilprozess EE-Ist-Hochrechnung

Die Ermittlung der EE-Ist-Einspeisung ermöglicht die Quantifizierung des Ist-Prognosefehlers, was zur Verbesserung der EE-Prognose beitragen kann. Aufgrund der Kleinteiligkeit dieser Erzeugungsanlagen liegen i. d. R. aber keine vollständigen Online-Daten zur Ist-Einspeisung dieser Anlagen vor, so dass es erforderlich ist, auf Basis der vorliegenden Onlinedaten von Referenzanlagen eine Schätzung der nicht online gemessenen Einspeisung vorzunehmen. Hierbei ist eine möglichst hohe regionale Auflösung anzustreben, damit auch eine möglichst regionale Berücksichtigung des Ist-Prognosefehlers im Teilprozess **Erzeugungsprognose** berücksichtigt werden kann.

Teilprozess Verbrauchserfassung

Der Teilprozess Verbrauchserfassung dient dazu, ein vollständiges Bild über den Ist-Wert der Letztverbraucherlast zu erstellen. Da nur für einen kleinen Teil der Letztverbraucher Online-Werte vorliegen, wird die Letztverbraucherlast in einer Region (an einem Netzknoten) mittels einer Bilanzierung aus Einspeiseleistungen und Leistungsflüssen in eine Region (in einen Netzknoten) errechnet, wobei die Leistungsflüsse aus den Ergebnissen der Zustandsestimation entnommen werden können.

6.3 Bestätigung des von den ÜNB dargelegten Datenbedarfs

Im Anhang haben die ÜNB detailliert begründet, welche Daten in welche Teilprozesse einfließen. Diese Begründung entspricht den von uns in Abschnitt 3.1 aufgestellten Grundsätzen sowie den Konkretisierungen in den Abschnitten 6.1 und 6.2. Wir unterstützen somit ausdrücklich gutachterlich den in der Datentabelle im Anhang zusammengefassten Datenbedarf.

7 Umsetzungsfragen

In Kapitel 6 ist dargelegt, welche begründeten Datenanforderungen durch die ÜNB an das EIN bestehen. Aus den Ausführungen geht hervor, dass die in Abschnitt 5 beschriebenen Prozessanforderungen nur dann vollständig erfüllt werden können, wenn alle Datenarten gemäß Kapitel 3.2 vollständig und zeitgerecht zur Verfügung stehen. Da aber eine Einführung des EIN mit teils erheblichem Aufwand bei einer Vielzahl von Netznutzern sowie -betreibern verbunden ist, ist dennoch eine gestaffelte Umsetzung des EIN sinnvoll, wie sie auch bereits in [2] vorgesehen ist. Daneben existieren für die einzelnen Datenarten unterschiedliche Randbedingungen aus anderen gesetzlichen Regelungen und Aktivitäten, so dass die Umsetzung des EIN hinsichtlich der unterschiedlichen Datenarten separat voneinander zu diskutieren ist.

Grundsätzlich sieht das in Kapitel 4.3 vorgeschlagene generische Modell eine Bereitstellung, Vorhaltung, Verknüpfung und Nutzung aller im Rahmen des EIN anfallenden EIV- und Netzdaten in disaggregierter Form über zentrale Plattformen vor, die derart auszugestaltet sind, dass jeder Netzbetreiber auf die Daten aller EIV mit Anschluss an das eigene oder unterlagerte Netze zugreifen kann. Diesem Konzept folgend sind nachfolgend einige Überlegungen zu den einzelnen in Kapitel 3.2 aufgeführten Datenarten angestellt.

7.1 Stammdaten

Nach bisherigen Überlegungen zum Marktstammdatenregister (MaStR) (siehe [6, 7]) könnte der in Kapitel 6 dargelegte Bedarf an Stammdaten im EIN im Prinzip bereits durch das MaStR abgedeckt werden. Bei einer entsprechenden Ausgestaltung könnte das MaStR daher als zentrale Plattform im Sinne des in Kapitel 4.3 vorgeschlagenen generischen Modells für die Stammdaten dienen. Dies setzt allerdings voraus, dass die gemäß Kapitel 6 als notwendig erachteten Stammdaten in naher Zukunft vollständig und in ausreichender Qualität im MaStR enthalten sind und darüber hinaus gewährleistet ist, dass das MaStR eine ausreichende Aktualisierungshäufigkeit vorsieht, die gewährleistet, dass die für Betriebsplanung und -führung notwendigen Informationen zum aktuellen Anlagenbestand stets vorliegen. Weiterhin muss das MaStR über Schnittstellen zu den betriebsführenden Systemen der ÜNB verfügen und Prozesse erlauben, die eine Verknüpfung zu den anderen Datenarten des EIN erlaubt. So muss eine eindeutige Zuordnung der Stammdaten von NVR/VS zur den anderen Datenarten des EIN möglich sein.

Sollten die genannten Bedingungen durch das MaStR nicht erfüllt werden, könnten die ÜNB ihren gemäß Kapitel 6 zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des elektrischen Energieversorgungssystems erforderlichen Datenbedarf nicht vollumfänglich durch das MaStR decken und müssten eine zum MaStR parallele Struktur zur Erhebung der Stammdaten aufbauen.

7.2 Planungsdaten

Als Weiterentwicklung der bestehenden Prozesse zur Erhebung und Verarbeitung von Planungsdaten gemäß KWEP-1 in Kombination mit der Tatsache, dass den ÜNB die Systemverantwortung obliegt und sie somit aktuell dem höchsten Handlungsdruck zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des elektrischen Energieversorgungssystems ausgesetzt sind, erscheint es grundsätzlich sinnvoll, wenn der gemäß generischem Modell zu realisierende Datenaustausch über eine Plattform²⁴ realisiert wird, die im Verantwortungsbereich der ÜNB aufgebaut und betrieben wird. Da ein EIV über NVR/VS in mehreren Regelzonen verfügen kann, wäre es aus EIV-Sicht wünschenswert, wenn eine gemeinsame Schnittstelle zum Datenaustausch für alle Regelzonen existieren würde. Sollten, bedingt durch Aspekte der IT-Sicherheit, Prozessorganisation oder Systemverantwortung Gründe bestehen, die eine eigene Plattform je ÜNB notwendig machen, wären dennoch eine gemeinsame Schnittstelle zu den Datenlieferanten wünschenswert, zumindest aber einheitliche Schnittstellen und Formate zu diesen Plattformen erforderlich.

Neben dem im Fokus dieses Gutachtens stehenden Datenbedarfs der ÜNB ist es über die vorgeschlagene zentrale Plattform auch möglich, den Datenbedarf der VNB zu befriedigen, indem jeder Netzbetreiber auf Informationen zu NVR/VS mit Anschluss an das eigene oder unterlagerte Netze Zugriff erhält, sofern hierzu entsprechende Regelungen und Festlegungen hinsichtlich begründeter Zugriffsrechte getroffen werden.

7.3 Onlinedaten

Mit dem BDEW-Entwurf der PG Energieinformationsnetz zum Online-Datenaustausch [5] sind bereits vollständige Regelungen zur Umsetzung des EIN bezüglich Onlinedaten festgelegt, mit

²⁴ Der Plattformbegriff ist in diesem Gutachten funktional zu verstehen. Fragen ihrer IT-mäßigen Ausgestaltung waren nicht Gegenstand des Gutachtensauftrags.

denen der gemäß Kapitel 6 als für die Gewährleistung der Systemsicherheit als notwendig erachtete Datenbedarf im Wesentlichen befriedigt werden kann, so dass hier eine weiterführende Diskussion unterbleiben kann. Grundsätzlich erscheint die PG Energieinformationsnetz des BDEW als geeignetes Gremium, um verbleibende Umsetzungsfragen zu diskutieren.

7.4 Zählwerte

In dem aktuell im Gesetzgebungsverfahren befindlichen Entwurf des Messstellenbetriebsgesetzes [4] sind der Zugriff auf Zählerdaten sowie die Fristen, innerhalb derer Zählerdaten zu welchem Zweck an Netzbetreiber zu übermitteln sind, umfassend geregelt, mit denen der gemäß Kapitel 6 bestehende Bedarf an Zählerdaten auf lange Sicht befriedigt werden kann. Um dies auch bereits im Zeitraum bis zur wirksamen Umsetzung des Messstellenbetriebsgesetzes zu gewährleisten, sollten die VNB in Erweiterung des bestehenden GPKE-Prozesses die bei ihnen ohnehin vorliegenden und von den ÜNB gemäß Datentabelle im Anhang benötigten Zählwerte jeweils parallel zur Übermittlung an die Lieferanten auch an die ÜNB übermitteln.

8 Zusammenfassung

Vor dem Hintergrund der seit einigen Jahren andauernden Diskussion über die Konkretisierung des sogenannten Energieinformationsnetzes (EIN) sowie der fortwährenden Erhöhung der Herausforderungen für die Gewährleistung eines sicheren Systembetriebs haben die deutschen ÜNB Consentec und die Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) mit dem vorliegenden Gutachten beauftragt, das, basierend auf einer Zustands- und Bedarfsanalyse der ÜNB, eine Neubewertung des für die sichere Systemführung im Übertragungsnetz notwendigen Daten- und Informationsbedarfs vornimmt und dabei gleichzeitig auf verschiedene Grundsatzfragen eingeht, die sich in der Debatte um das EIN ergeben haben und für dessen funktionale Umsetzung von besondere Bedeutung sind.

Herausforderungen für die Wahrnehmung der Systemverantwortung ergeben sich zunächst aus den gesetzlichen Anforderungen insbesondere gemäß §§ 12 und 13 EnWG. Das Fortschreiten der Energiewende verschärft die daraus resultierenden Anforderungen an das EIN, beispielsweise durch die Dezentralisierung der Erzeugung und damit deren Verlagerung in die Verteilungsnetze, die erwartete Dynamisierung des Netznutzerverhaltens sowie die zunehmend vom rein dargebotsbedingten Potenzial abweichende Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Die rechtzeitige Erkennung von Gefährdungen des sicheren Systembetriebs sowie die Ableitung und Umsetzung von daraufhin erforderlichen Anpassungsmaßnahmen erfordert eine zunehmend kleinteiligere und komplexere Datengrundlage und -verarbeitung. Weitere Pflichten der ÜNB ergeben sich aus der Umsetzung europäischer Leitlinien

Konkret muss das EIN die ÜNB in die Lage versetzen, ihre Aufgaben hinsichtlich Engpassbewertung und -vermeidung, Spannungshaltung, Frequenzhaltung und Systemstabilität wahrnehmen zu können. Die Ableitung des notwendigen Datenbedarfs im Rahmen des EIN erfolgt unter Abwägung des Informationsinteresses der ÜNB gegenüber dem Interesse der zur Datenbereitstellung verpflichteten Akteure am Schutz ihrer Daten und an der Beschränkung des Datenbereitstellungsaufwands. Das Gutachten folgt dabei folgenden Leitlinien:

- Der Fortbestand bestehender Regelungen, insbesondere Festlegung BK6-13-200, wird vorausgesetzt.
- Ziel des EIN ist das reibungslose Funktionieren des bestehenden Marktmodells für den deutschen und europäischen Strommarkt, das einen dezentralen Dispatch von Erzeugungsportfolien durch deren Betreiber und eine lediglich den Systembetrieb koordinierende Rolle

der ÜNB vorsieht – nicht jedoch die Bedienung eines ggf. darüber hinaus gehenden Datenbedarfs, wie er z. B. für eine weitergehende Rolle der ÜNB als zentraler Dispatcher oder für ein sonstiges nicht auf die Wahrnehmung der Systemverantwortung gerichtetes Informationsinteresse vonnöten wäre.

- Eine periodische Überprüfung des Datenbedarfs und ggf. Anpassung an veränderte äußere Rahmenbedingungen ist sinnvoll.
- Das EIN sollte so organisiert werden, dass Daten und Informationen jeweils von den hierzu am besten geeigneten – vorrangig professionell am Strommarkt tätigen – Akteuren bereitgestellt werden.
- Es wird vorrangig eine Bereitstellung von Daten auf freiwilliger Basis und in beiderseitigem Interesse angestrebt; insbesondere soll eine Datenlieferverpflichtung nicht ausschließlich auf Basis von möglichen Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG begründet werden.

Vor der Ableitung des konkreten Datenbedarfs werden verschiedene Grundsatzfragen diskutiert:

- Es wird die kleinste abgrenzbare technische Einheit definiert, für die im Rahmen des EIN separate Daten geliefert werden müssen. Hierbei wird nach Erzeugungsanlagen sowie Speichern einerseits und Letztverbrauchern andererseits unterschieden, wobei für erstere der Begriff Netzverknüpfte Ressource (NVR) und für letztere der Begriff Verbrauchsstelle (VS) eingeführt wird. Während NVR vom EIN sehr weitgehend erfasst werden sollten, sind Daten von VS nur dann erforderlich, wenn davon auszugehen ist, dass das Verhalten der Letztverbraucher für die Zwecke der Systembetriebsplanung und Systemführung nicht hinreichend genau z. B. durch eine kollektive Lastprognose beschrieben werden kann (bei Bereitstellung von Flexibilität oder einer Netzanschlusskapazität von mehr als 50 MVA, bei der von einer atypischen Entnahmekarakteristik auszugehen ist).
- Lastdaten werden, wie im vorigen Absatz ausgeführt, nicht vollständig erhoben, sondern die Verbrauchslast wird durch die Kombination umfassender Information zur Erzeugung sowie der bekannten Leistungsflüsse über Netzbereichsgrenzen indirekt abgeleitet.
- Eine Aggregation von Daten in der Form, dass Netzbetreiber die Daten an ihr Netz oder unterlagerte Netze angeschlossener NVR/VS vor der Weitergabe an den vorgelagerten Netzbetreiber aggregieren (ggf. ergänzt um netzbetreiberseitige Informationen), weist er-

hebliche Nachteile gegenüber einer disaggregierten Weitergabe auf. Hierzu zählen Genauigkeitsverluste, die Einschränkung von Möglichkeiten zur Plausibilisierung oder Parametrierung von Prognoseverfahren sowie zur Planung ggf. erforderlicher Anpassungsmaßnahmen. Es wird daher vorgeschlagen, Daten von EIV grundsätzlich disaggregiert und auf einer zentralen Plattform zu speichern, auf die jeder betroffene Netzbetreiber zugreifen kann. Zusätzlich werden dort alle Netzdaten abgelegt, die zur Nutzung der EIV-Daten für die Prozesse der Systembetriebsplanung und Systemführung bei ÜNB und VNB benötigt werden. Aus ÜNB-Sicht genügt dabei eine nach Netzebenen abgestufte Modelltiefe in Verbindung mit einer Zuordnung aller NVR/VS zu den modellierten Netzknoten.

Die Konkretisierung des Datenbedarfs erfordert ferner eine Differenzierung nach den vier im Rahmen des EIN differenzierten Datenarten:

- Stammdaten sind für alle im Rahmen des EIN betrachteten NVR und zur Datenlieferung verpflichteten VS zu übermitteln. Ihre Bereitstellung sollte optimal mit dem gerade bei der BNetzA im Aufbau befindlichen Marktstammdatenregister (MaStR) koordiniert werden.
- Bzgl. der Übermittlung von Onlinedaten weisen wir auf den der BNetzA vorgelegten BDEW-Entwurf der PG Energieinformationsnetz zur ersten Stufe des Online-Datenaustauschs hin und empfehlen die Umsetzung dieses prozessualen Vorschlags unter Konkretisierung der zeitlichen Anforderungen der Datenbereitstellung.
- Die Behandlung von Zähldaten wird detailliert im von der Bundesregierung vorgelegten Entwurf eines Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG) geregelt, so dass wir vorbehaltlich dessen Annahme keinen weiteren Regelungsbedarf für Zähldaten im Rahmen des EIN sehen.
- Hinsichtlich Planungsdaten macht die Analyse deutlich, dass die Beurteilung des Systemzustands und die Planung ggf. notwendiger Eingriffe durch die ÜNB nur zu befriedigenden Ergebnissen führen, wenn Daten aus unterschiedlichen Quellen in geeigneter Weise miteinander kombiniert werden. Dies erfordert und ermöglicht, in Verbindung mit den oben genannten Leitlinien, eine Differenzierung der Anforderungen insbesondere bzgl. der von NVR bereitzustellenden Daten nach unterschiedlichen Gruppen. Im Einzelnen wird unterschieden nach Groß-NVR, EE-NVR (und dort weiter nach Dargebotsabhängigkeit) und sonstigen NVR (und dort weiter nach professionellen, kleinindustriell-gewerblichen und kleinen privaten NVR).

Anhand eines Schemas der von den ÜNB zu betreibenden Prozesse in den Bereichen der vorausschauenden Betriebsplanung sowie des Echtzeitbetriebs der Systemführung erfolgt im Anschluss eine prozessbezogene Konkretisierung des Datenbedarfs mit einem Schwerpunkt auf dem besonders intensiv diskutierten Bereich der Planungsdaten. Im Hauptteil des Gutachtens wird hierzu für jeden Teilprozess ein Prüfmaßstab definiert, dessen Erfüllung zur Durchführung des Teilprozesses erforderlich ist.

Mit dem Anhang dieses Gutachtens haben die ÜNB eine detaillierte Beschreibung der einzelnen Teilprozesse beigesteuert, in der dargelegt ist, wie genau dieser Prüfmaßstab erreicht wird und welcher Datenbedarf im Detail daraus resultiert. Die von den ÜNB vorgelegte Begründung entspricht den von uns aufgestellten Grundsätzen sowie deren Konkretisierung im Hauptteil des Gutachtens. Wir unterstützen somit ausdrücklich gutachterlich den in der Datentabelle im Anhang zusammengefassten Datenbedarf.

Abschließend werden ausgewählte Umsetzungsfragen zum EIN erörtert.

Der Bedarf an Stammdaten im EIN ist grundsätzlich durch das geplanten MaStR abgedeckt, so dass dieses als Plattform für die Stammdaten dienen könnte. Hierzu müssen jedoch Anforderungen hinsichtlich der Vollständigkeit, Aktualisierungshäufigkeit, Datenqualität und Schnittstellen erfüllt sein. Andernfalls müsste eine zum MaStR parallele Struktur zur Erhebung der Stammdaten aufgebaut werden.

Zur Realisierung des Austauschs von Planungsdaten erscheint eine Plattform²⁵ sinnvoll, die im Verantwortungsbereich der ÜNB aufgebaut und betrieben wird. Aus EIV-Sicht wäre eine gemeinsame Schnittstelle für alle Regelzonen wünschenswert oder, für den Fall, dass Gründe bestehen, die eine eigene Plattform je ÜNB erfordern, zumindest einheitliche Schnittstellen und Formate. Eine Befriedigung des Datenbedarfs der VNB ist über die vorgeschlagene Plattform ebenfalls möglich, wobei Regelungen und Festlegungen hinsichtlich begründeter Zugriffsrechte zu treffen sind.

²⁵ Der Plattformbegriff ist in diesem Gutachten funktional zu verstehen. Fragen ihrer IT-mäßigen Ausgestaltung waren nicht Gegenstand des Gutachtensauftrags.

Für Umsetzungsaspekte hinsichtlich Onlinedaten und Zählwerten kann auf den BDEW-Entwurf der PG Energieinformationsnetz zum Online-Datenaustausch bzw. den aktuell im Gesetzgebungsverfahren befindlichen Entwurf des Messstellenbetriebsgesetzes verwiesen werden.

Literatur

- [1] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, Transnet BW GmbH
Nach §12(4) EnWG notwendige Daten und Informationen zur operativen Wahrnehmung der Systemverantwortung durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber
22.08.2011
- [2] BDEW
Vorhabenplan Energieinformationsnetz - Energieinformationsnetz im Sinne des § 12 Abs. 4 EnWG
Energie-Info, 11.08.2014
- [3] European Commission
COMMISSION REGULATION (EU) establishing a guideline on transmission system operation
Draft version, 27 November 2015, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Draft%20GLSysOP-2611_clean.pdf (04.02.2016)
- [4] Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland
Entwurf eines Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende
04.11.2015; <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/entwurf-eines-gesetzes-zur-digitalisierung-der-energiewende,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (04.02.2016)
- [5] BDEW
Energieinformationsnetz: Online-Daten-Austausch Stufe 1
Entwurf, Berlin, 22.07.2015, nicht veröffentlicht
- [6] Bundesnetzagentur
Das Marktstammdatenregister bei der Bundesnetzagentur
12.04.2015; http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/MaStR/MaStR_diskussion_ergebnispapier.pdf (05.02.2015)

[7] Bundesnetzagentur

Das Marktstammdatenregister - Detailkonzept

08.10.2015; http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/MaStR/MaStR_Detailkonzept.pdf (05.02.2015)



TRÄNSNET BW



**Notwendiger Daten- und Informationsbedarf zur Gewährleistung
einer sicheren Netz- und Systemführung im Übertragungsnetz**

**Anhang zum Gutachten der Consentec GmbH und der
Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und
Stromwirtschaft (FGH) e.V.**

Fassung vom 23.05.2016

Inhalt

1	Einleitung	3
2	Prozesse in der Netz- und Systemführung	3
2.1	Grundsätzliches Prozessgerüst	3
2.2	Grundsätzlicher Aufbau eines Prozesses	4
2.3	Teilprozess Erzeugungserfassung	6
2.4	Teilprozess Erzeugungsprognose	8
2.5	Teilprozess Verbrauchserfassung	10
2.6	Teilprozess Verbrauchsprognose	13
2.7	Teilprozess Zustandsestimation	14
2.8	Teilprozess Netzmodell	14
2.9	Teilprozess Vorausschauende Netzzustandsbewertung	16
2.10	Teilprozess Anpassungsmaßnahmen	18
2.11	Teilprozess Sicherstellung Systembilanz	20
3	Datentabelle	22

1 Einleitung

Die deutschen ÜNB greifen in dieser Unterlage die Ergebnisse des Gutachtens der Consentec GmbH und der Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) e.V. (nachfolgend vereinfachend *Gutachten* genannt) auf und definieren auf dieser Grundlage den notwendigen Daten- und Informationsbedarf zur Gewährleistung einer sicheren Netz- und Systemführung im Übertragungsnetz.

In diesem Zusammenhang werden insbesondere folgende gutachterlichen Vorschläge aufgegriffen und den Datenlieferungen zu Grunde gelegt:

- die Definition der kleinsten zu betrachtenden Erzeugungs- bzw. Speichereinheit, nachfolgend *Netzverknüpfte Ressourcen (NVR)* genannt,
- der Umgang mit Lastdaten von *Verbrauchsstellen (VS)*,
- der Umgang mit Aggregationen,
- die Aussagen über Erfordernis und Ausprägung von Stamm-, Online-, Planungs- und Zählwerten für die unterschiedlichen NVR, VS und zur Netzstruktur,
- das Prozessgerüst, bestehend aus aufeinander aufbauenden Teilprozessen zur Durchführung unterschiedlicher Aufgaben in der Betriebsplanungs- und Betriebsphase,
- das generische Modell für den Aufbau eines Netzmodells und die Unterteilung in dynamische und statische Teilstrukturen.

Eine tabellarische Übersicht der Datenlieferungen inklusive Detailbeschreibung und Nennung des Verwendungszweckes ist am Ende dieses Dokumentes beigefügt.

Infolge der Abhängigkeiten zwischen den ÜNB-Prozessen haben einzelne Datenlieferungen prozessübergreifende Auswirkungen. Eine Vernachlässigung einzelner Datenlieferungen ist daher infolge ihrer Ausstrahlung auf das gesamte ÜNB-Prozessgerüst - und damit die Aufgabenwahrnehmung durch den ÜNB - nicht möglich.

Aus weiteren Sachverhalten, wie z. B. der Herstellung des Netzanschlusses, der betrieblichen Netzführung, der Notwendigkeit der leittechnischen Abbildung oder auch den europäischen Regelwerken (z. B. Network-Codes), können weitere Datenanforderungen resultieren, die nicht im Fokus dieser Unterlage stehen. Doppellieferungen sind nach Möglichkeit zu vermeiden.

2 Prozesse in der Netz- und Systemführung

2.1 Grundsätzliches Prozessgerüst

Der grundsätzliche Prozessaufbau ist bereits im Gutachten skizziert und dient nachfolgend als Grundlage für weitere Erläuterungen zu Prozessziel, zu Prozessergebnis, zu Abhängigkeiten zwischen Teilprozessen und schließlich zu den Daten- und Informationsbedarfen.

Die Ergebnisse der dargestellten Teilprozesse sind jeweils Grundlage für die Erstellung einer allgemeinen Beurteilungsgrundlage für betriebliche ÜNB-Entscheidungen (z. B. Topologiemassnahmen, Massnahmen zur Spannungshaltung etc.). Darüber hinaus liefern Teilprozesse wiederum Eingangsdaten für Modelle und Werkzeuge der Netz- und Systemführung, die in Form technischer Applikationen in der Betriebsplanung und im Echtzeitbetrieb regelmäßig genutzt werden und deren Funktionsfähigkeit unverzichtbar ist.

Soweit solche technische Applikationen in Ermangelung von Datenverfügbarkeit noch nicht vorliegen, müssen diese schrittweise aufgebaut werden. Im Folgenden wird dies nicht weiter unterschieden.

Als Grundlage für die Ermittlung von Anpassungsmaßnahmen ist eine Vorausschau auf den Systemzustand zu erstellen. Ausgehend von einem Echtzeitzustand oder einem prognostizierten Systemzustand wird unter Berücksichtigung zeitgekoppelter Nebenbedingungen die zeitgerechte Wirkung von verfügbaren Anpassungsmaßnahmen im Falle einer identifizierten Systemsicherheitsgefährdung aufgezeigt. Basis hierfür ist ein Netzmodell, mit dem die regionalen bilanziellen Wirkungen von Erzeugung und Verbrauch mit ihrem zeitlichen Verlauf zu einem Lastflussmodell verknüpft werden.

Somit gehen Ergebnisse vorgelagerter Teilprozesse in dieses Netzmodell ebenfalls mit ein. Ein zu geringer Datenumfang, fehlerhafte Daten oder Qualitätsmängel im Prozessablauf oder bei der Parametrierung wirken sich damit unmittelbar auf die Beurteilungsgrundlage, die Entscheidungsfindung, die Effizienz zu treffender Massnahmen und damit letztlich auf die Systemsicherheit aus.

Ein funktionierendes, regelmäßiges Qualitätsmanagement ist daher ein unverzichtbarer Baustein in der Netz- und Systemführung.

2.2 Grundsätzlicher Aufbau eines Prozesses

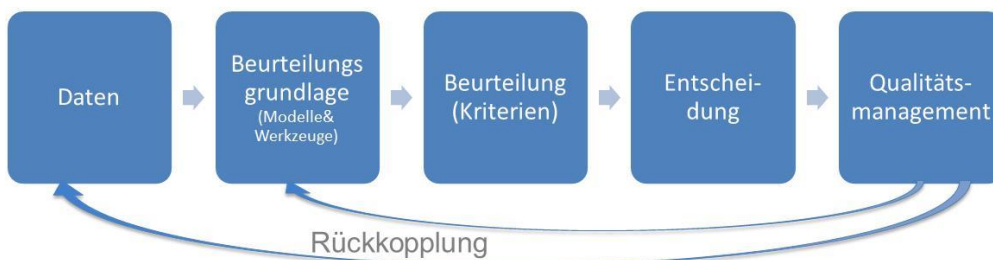


Abbildung 1: Allgemeiner Prozessablauf

Netz- und Systemführungsprozesse bei den deutschen ÜNB sind so aufgebaut, dass anhand von Eingangsdaten und weiteren Parametern Beurteilungsgrundlagen oder Ergebnisse erstellt werden, die in den nächsten Schritten einer Bewertung und ggf. Entscheidungsfindung unterzogen werden oder wiederum als Eingangsdaten in Folgeprozesse eingehen.

Da beides unmittelbaren Einfluss auf die Netz- und Systemführung und damit die Systemsicherheit hat, ist ein Qualitätsmanagement erforderlich, das die Qualität des (Teil-)Prozesses systematisch überwacht und bei Bedarf eingreift. Da in der Phase der operativen Netz- und Systemführung Entscheidungen hinsichtlich ihrer Wirkung in die Zukunft getroffen werden, kann die Entscheidungsgrundlage nur mit hinreichendem Zeitvorlauf auf der Grundlage von Prognosen und weiteren statistischen Annahmen erstellt werden. Zusätzlich zum Soll/Ist-Vergleich während der operativen Betriebsführung werden für das nachträgliche Qualitätsmanagement der Planungsprämissen im Nachgang zusätzliche Zählwerte benötigt.

Diese nachträglich erhobenen Daten dienen zur regelmäßigen Justierung der Prozessparameter und sind Voraussetzungen für eine gleichbleibend hohe Prozessqualität. Wesentliche Informationen für das Qualitätsmanagement stellen Stammdaten und regelmäßig erfasste Ist-Daten (Messwerte und Zählwerte) dar, die mit verwendeten Planungs- bzw. Prognosedaten korrespondieren und Aussagen zu deren Güte liefern. Die Qualitätssicherung ist somit zu wesentlichen Teilen ein Offline-Routineprozess (Abbildung 1).

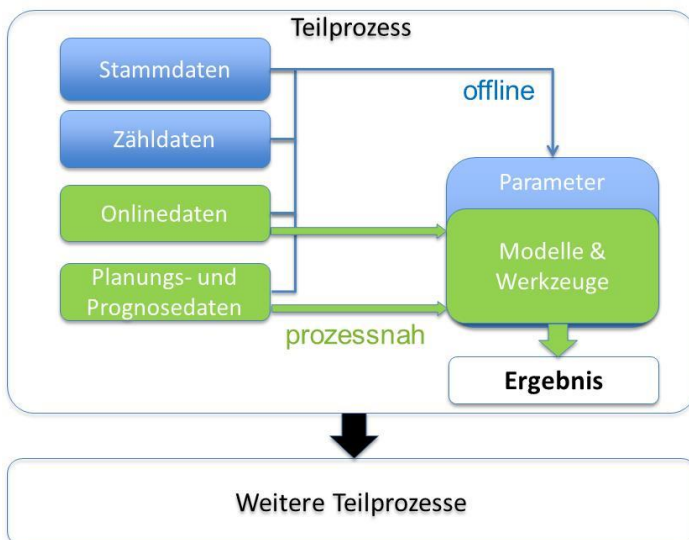


Abbildung 2: Verbindung prozessnaher Daten mit der Qualitätssicherung

In Abgrenzung zu den Informationen für das Qualitätsmanagement stellen sogenannte prozessnahe Daten Informationen dar, die im zeitlichen Kontext mit einer Teilprozessdurchführung jeweils neu erzeugt und genutzt werden und für die Abwicklung eines Teilprozesses selbst entscheidend sind. Beispielsweise stellen im Fall der Windeinspeiseprognose Prognosedaten für Windgeschwindigkeit und -richtung solche prozessnahen Daten dar, die in ein Prognosemodell integriert werden, das selbst wiederum „offline“ parametrisiert wird (Abbildung 2).

Da der ÜNB für sein Handeln verantwortlich ist und haftet, ist es wichtig, dass dieser die Prozesse und Beurteilungsgrundlagen jeweils eigenverantwortlich aufbaut und deren Qualität eigenständig überwacht.

2.3 Teilprozess Erzeugungserfassung

Allgemeines

Nachfolgend werden die unterschiedlichen Verfahren für die Erfassung der Erzeugung aus den unterschiedlichen NVR-Gruppen – Groß-NVR, EE-NVR und S-NVR – im Grundsatz beschrieben.

Als Voraussetzung für die Ermittlung der Erzeugung einer NVR-Gruppe müssen zunächst alle einer NVR-Gruppe zuzuordnenden NVR anhand ihrer Stammdaten identifiziert werden. Gleichzeitig liefern die Stammdaten je nach Erzeugungstechnologie weitere wichtige anlagenbezogene Informationen.

Damit neben der regionalen Verteilung der NVR-Erzeugungsleistungen deren netztechnische Wirkung mittels Verknüpfung mit einem Netzmodell berücksichtigt werden kann, muss der ÜNB zusätzlich die Zuordnung der NVR zu *Netzknoten* des ÜNB-Beobachtungsnetzes kennen. Für den Aufbau und die Kalibrierung von Hochrechnungs- und Prognosemodellen muss die zu einem Zeitpunkt prognostizierte bzw. tatsächlich eingespeiste Leistung einer NVR-Gruppe getrennt nach wesentlichen Primärenergieträgern vollständig bekannt sein. Voraussetzung für einen nachträglichen kontinuierlichen Qualitätssicherungsprozess ist die Bereitstellung von Zählwerten.

Aufgrund der unterschiedlichen Erzeugungstechnologien und der technologiespezifischen Vorgehensweise bei der Bestimmung von Planungsgrößen sowie der Isterfassung von NVR ist deren Unterteilung nach folgenden Primärenergieträgern sinnvoll:

Groß-NVR, S-NVR:

- Steinkohle,
- Braunkohle,
- Uran,
- Erdgas,
- Öl,
- Deponie-, Klär-, Grubengas,
- Abfall,
- Wasser (hier: nur Groß-NVR).

EE-NVR:

- Wind (Onshore, Offshore),
- Photovoltaik,
- Biomasse,
- Geothermie,
- Wasser,
- Gase

Sofern NVR Speicher umfassen, ist zwischen folgenden Energieträgern für die Zwischenspeicherung zu unterscheiden:

- Wasser,
- Druckluft,

- Chemische Energie.

Die Ergebnisse dieses Teilprozesses gehen in die Teilprozesse *Erzeugungsprognose*, *Verbrauchserfassung*, *Netzmodell* und *Sicherstellung Systembilanz* ein.

Erzeugungserfassung von EE-NVR

Dieser Teilprozess hat die Aufgabe, den Gesamtumfang der zu einem Zeitpunkt aktuellen Einspeisung je EE-Energieträger zu ermitteln. Bei diesem Prozess wird auf Basis aktuell vorliegender Referenzmesswerte (Onlinedaten) eine Schätzung der nicht online gemessenen EE-Gesamterzeugung vorgenommen. Je nach betrieblichem Anwendungsfall ist dies für Netzknoten, Netzgebiete oder die gesamte Regelzone durchzuführen.

In Ermangelung einer flächendeckend verfügbaren EE-Onlinemessung werden hierfür in der Regel spezielle Hochrechnungsverfahren genutzt, die mittels repräsentativer Messungen und unter der Verwendung von Stammdaten aller tatsächlich installierten EE-Anlagen sowie dem Einsatz mathematischer Verfahren die gesamte tatsächliche EE-Erzeugung je Energieträger abschätzen.

Die Güte einer Hochrechnung ist direkt von der Anzahl sowie der Repräsentativität der gemessenen Anlagen abhängig, die für eine Hochrechnung zur Verfügung stehen. Zur zeitnahen Qualitätssicherung übermittelter Onlinewerte sowie der Hochrechnungsverfahren selbst sind nachträglich übermittelte Zählwerte aller EE-NVR notwendig. Abhängig vom räumlichen Bezug der EE-NVR-Erfassung sind die Anforderungen an die Hochrechnung und die Güte der zugrundeliegenden Eingangsdaten umso höher, je kleinräumiger das betrachtete Gebiet ist.

Gemäß dem Grundsatz, Prozessdaten zu nutzen, die den professionellen Akteuren bereits vorliegen, wäre es ohne zusätzlichen Aufwand möglich, dem ÜNB alle bereits vorliegenden fernübertragenen Einzel-Onlinemessungen von NVR/VS von professionellen Akteuren zur Verfügung zu stellen, damit eine möglichst qualitativ hochwertige Hochrechnung erfolgen kann.

Zur Abbildung deterministischer Eingriffe in den Betrieb der NVR (marktbedingte oder netzsicherheitsbedingte Abregelung, Nichtverfügbarkeiten) und für die Berücksichtigung dieser Eingriffe bezüglich der hochgerechneten EE-Erzeugung benötigen die ÜNB zusätzlich entsprechende Onlinedaten sowie ebensolche Planungs- oder Prognosedaten von Seiten der professionellen Akteure EIV, Anlagenbetreiber, Direktvermarkter und der Verteilungsnetzbetreiber (VNB).

Eine anforderungsgerechte Qualitätssicherung kann durch eine Übermittlung von Zählwerten pro NVR (d. h. dem korrespondierenden Zählpunkt) am Folgetag erreicht werden, wie dieses bereits heute bereits im Zuge des GPKE-Prozesses zwischen VNB und Lieferanten praktiziert wird.

Infolge der Weiterentwicklung der gesetzlichen Nutzungs- und Vermarktungsmöglichkeiten von EE-Erzeugung stoßen die klassischen Hochrechnungsverfahren in ihrer bisherigen Form an ihre Grenzen. Bereits heute kann der Umfang und die Auswirkung des Eigenverbrauchs auf die netzwirksame EE-Einspeisung sowie des (lokalen) Einsatzes von Speichern anhand geeigneter Mess- oder Zählwerte weder angemessen beschrieben, noch bei der Hochrechnung oder davon abgeleiteter Prognosen hinreichend berücksichtigt werden. Hieraus ergeben sich Zusatzrisiken für die Netz- und Systemsicherheit, denen mit angepassten Methoden begegnet werden muss. Es ist bereits heute absehbar, dass die ÜNB in diesem Punkten weiteren Datenbedarf (z.B. Onlinedaten zu Eigenverbrauch und Speicherladezustand) haben werden, der infolge des Entwicklungsstandes der Methoden zum Zeitpunkt des Gutachtens noch nicht exakt beschrieben werden kann, so dass sich verbindliche Datenlieferungen für die Branche ableiten lassen.

Erzeugung von Groß-NVR

Die Erzeugung von Groß-NVR wird unmittelbar anhand der NVR-scharfen Online-messungen ermittelt.

Erzeugung von S-NVR

Die Erzeugung von S-NVR soll auf Basis eines statistischen Modells geschätzt werden. Dieses Modell wird auf der Grundlage einer statistischen Auswertung gebildet, für die korrespondierende Einzelzählwerte von S-NVR genutzt werden. Es liefert Informationen über das Gesamtkollektiv der S-NVR und die zu erwartende regionale Verteilung der Erzeugungsleistung. Soweit der Betrieb der S-NVR durch professionelle Akteure erfolgt, werden zusätzlich Planungsdaten zur Nichtbeanspruchbarkeit pro S-NVR für die Adjustierung des Modells benötigt.

2.4 Teilprozess Erzeugungsprognose

Allgemeines

Nachfolgend werden die unterschiedlichen Verfahren für die Erzeugungsprognose der unterschiedlichen NVR-Gruppen im Grundsatz beschrieben.

Hierbei gelten die unter Abschnitt 2.3 genannten Anforderungen an den Stamm-, Online- und Zählwertenbedarf und die Unterscheidbarkeit nach Primärenergieträgern analog fort.

Die Ergebnisse des Teilprozesses werden für die Teilprozesse *Netzmodell*, *Verbrauchsprognose* und *Sicherstellung Systembilanz* benötigt.

Einspeiseprognose von EE-NVR

Für direktvermarktete EE-NVR werden von Seiten der EIV derzeit keine Planwerte im Sinne der geplanten Einspeiseleistung gefordert. Stattdessen erstellt der ÜNB selbst energieträgerscharfe Einspeiseprognosen für das anhand der Stammdaten identifizierte jeweilige Anlagenkollektiv.

Der Prozess der EE-Einspeiseprognosen beim ÜNB basiert auf dem Prozess der EE-Erzeugungserfassung, d.h. die Ergebnisse der EE-Hochrechnungen werden für die Prognose und deren Parametrierung genutzt. Die Prognosen werden je nach Anwendungsfall für Netzknoten, Netzgebiete oder die gesamte Regelzone erstellt.

Hierbei wird, ausgehend von der aktuell ermittelten EE-Hochrechnung und unter Kenntnis der zu erwartenden Dargebotscharakteristik des jeweiligen Primärenergieträgers (z.B. Winddargebot, Sonneneinstrahlung, Biomassedargebot), unter Einsatz mathematischer Verfahren die erwartete Einspeiseleistung der jeweiligen energieträgerscharfen EE-Erzeugung für definierte Betrachtungszeitpunkte eines vorbestimmten Prognosehorizonts ermittelt.

Allerdings kann diese Vorgehensweise den Einfluss vermarktungsseitiger Eingriffe in den Anlagenbetrieb, Nichtverfügbarkeiten oder die Bereitstellung von Flexibilitäten nicht ohne Weiteres berücksichtigen. Hierzu sind vielmehr folgende Informationen von jedem Direktvermarkter in seiner Rolle als EIV bereitzustellen:

- der Grad der Nichtverfügbarkeit (z.B. in Prozent der installierten Nennleistung) für jede EE-NVR,
- die Regelleistungsvorhaltungen pro Regelenergieprodukt für jede EE-NVR,
- das positive und negative Flexibilitäts- oder Redispatchvermögen für jede EE-NVR,
- Im Falle dargebotsabhängiger EE-NVR (Wind, Solar) die durch die EIV selbst pro EE-NVR geplanten Absenkungsmaßnahmen (z. B. Reduzierung der Erzeugung bei Unterschreitung eines Großhandelsgrenzpreises), sofern diese Abweichungen nicht durch Vorhaltung von Regelleistung oder sonstiger Flexibilitäten für den ÜNB herrühren. Diese Informationen geben Rückschlüsse auf die regionale Gleichzeitigkeit von Erzeugungsänderungen mit Rückwirkungen auf die *Netzknoten*, die seitens der EE-NVR tatsächlich zu erwartende Erzeugung und ihrer Verteilung im Netz sowie sich daraus ergebender etwaiger Risiken für die Systembilanz.

Die Aussagen zum Erfordernis einer Qualitätssicherung und zu den hierfür benötigten Daten entsprechen denen aus Abschnitt 2.3.

Erzeugungsprognose von Groß-NVR

Die Erzeugungsprognose für Groß-NVR wird unmittelbar aus den durch die EIV NVR-scharf übermittelten Planungsdaten (hier Planwert bzw. geplanter Arbeitspunkt) entnommen.

Zusätzlich zum Planwert werden, basierend auf der bestehenden praktischen Umsetzung von BK6-13-200, jeweils folgende Größen übermittelt:

- Regelleistungsvorhaltungen pro Regelenergieprodukt,
- Positives und negatives Redispatchvermögen,

- Besicherung für Systemdienstleistungen,
- geplante und ungeplante Nichtbeanspruchbarkeiten.

Einspeiseprognose von S-NVR

Die Erstellung der Einspeiseprognose von S-NVR, die nicht rein stromgeführt betrieben werden, folgt der Analogie der Einspeiseermittlung für S-NVR gemäß Abschnitt 2.3 auf Basis eines statistischen Modells. Das Vorliegen

- korrespondierender Zählwerte zur Prognose des Gesamtkollektiv der S-NVR und der regionalen Verteilung der erwarteten Erzeugungsleistung und
- von Planungsdaten zur Anlagenverfügbarkeit bei der Erzeugungsprognose von Seiten professioneller Akteure (EIV)

gilt analog Abschnitt 2.3.

Soweit S-NVR von professionellen Akteuren betrieben und über einen EIV vermarktet werden, werden zusätzlich folgende Größen benötigt:

- Die Regelleistungsvorhaltungen pro Regelenergie- oder sonstigem Flexibilitätsprodukt pro S-NVR,
- Das positive und negative Redispatchvermögen pro S-NVR,
- NVR-scharfe Planwerte bzw. geplante Arbeitspunkte im Falle von S-NVR, die stromgeführt sind,

2.5 Teilprozess Verbrauchserfassung

Allgemeines

Die Verbrauchserfassung umfasst sowohl die Bezugsleistung aller an das Versorgungsnetz (Übertragungsnetz und Verteilnetz, öffentlich, nicht-öffentlich, geschlossene/offene Netze) angeschlossenen Verbraucher als auch die Netzverluste in den dem ÜNB-Beobachtungsnetz nachgelagerten Verteilungsnetzen. Nicht enthalten sind der elektrische Eigenbedarf von Kraftwerken sowie die Leistungsaufnahme von Motorgeneratoren (PSW), Batterie- und sonstigen Speichern. Die Netzverluste im ÜNB-Beobachtungsnetz werden direkt durch den ÜNB erfasst bzw. berechnet und werden an dieser Stelle nicht näher betrachtet.

Insbesondere bei den Haushaltskunden wird der Strombezug über Arbeitszähler gemessen, die eine kontinuierliche Leistungsmessung möglicherweise auch zukünftig nicht vollständig erlauben. Zusätzlich existieren gerade im Mittel- und Niederspannungsnetz auch Erzeugungen aus dezentralen Erzeugungsanlagen (z. B. Photovoltaik, Blockheizkraftwerke, usw.), sodass eine Leistungsmessung an vorgeordneten Abspanntransformatoren lediglich die Messung eines Saldos aus Verbrauch und dezentraler Erzeugung erlaubt.

Die Verbrauchserfassung folgt daher dem Grundsatz, dass diese mittelbar aus der Differenz der Übergabeleistungsmessung an *Netzknoten* zu den nachgelagerten Netzebenen und der im Rahmen des Teilprozesses *Erzeugungserfassung* ermittelten netzknotenscharfen

Komponenten der unterschiedlichen NVR-Erzeugungen ermittelt werden kann. Infolgedessen ist es dann ausreichend, über eine aktuelle und präzise Kenntnis der Erzeugung und zur Parametrierung der Verbrauchsprognose des Bezuges flexibler bzw. großer Verbraucher zu verfügen.

Die Erfassung der Netzübergabeleistung erfolgt in der Regel sowohl fernwirktechnisch online als auch im Ergebnis des Teilprozesses *Zustandsestimation*. Für eine hinreichend genaue regionale Verteilung des Letztverbrauchs im Netz ist es erforderlich, dass der Aufbau des Netzmodells und die Abbildung der Netzebenen nach den Grundsätzen des Teilprozesses *Netzmodell* laut Abschnitt 2.8 erfolgen. Je nach betrieblichem Anwendungsfall wird der Letztverbrauch für Netzknoten, Netzgebiete oder die gesamte Regelzone berechnet.

Die Ergebnisse des Teilprozesses *Verbrauchserfassung* gehen als Eingangsgrößen in die Teilprozesse *Verbrauchsprognose* (Kalibrierung), *Netzmodell* und *Sicherstellung Systembilanz* ein.

Erfassung von VS mit Datenlieferungsverpflichtung

Unabhängig von der Leistungsgröße sind Messwerte von VS mit Einzellasten immer dann erforderlich, wenn diese Flexibilität bereitstellen, z. B. in Form von Redispatch oder Systemdienstleistungen, oder wenn es sich um große VS mit einer Anschlussleistung ab 50 MVA (Summe über alle über das Netz innerhalb der VS verbundenen Netzanschlusspunkte zum öffentlichen Netz) handelt. In solchen Fällen kann davon ausgegangen werden, dass sich das Bezugsverhalten und die Auswirkung auf das Netz dieser VS signifikant von dem des allgemeinen Letztverbrauchs (ohne Flexibilitätpotenzial) unterscheidet und von diesem abgegrenzt werden muss, um eine den Anforderungen genügende Qualität der Verbrauchserfassung und darauf aufbauend der Verbrauchsprognose zu gewährleisten.

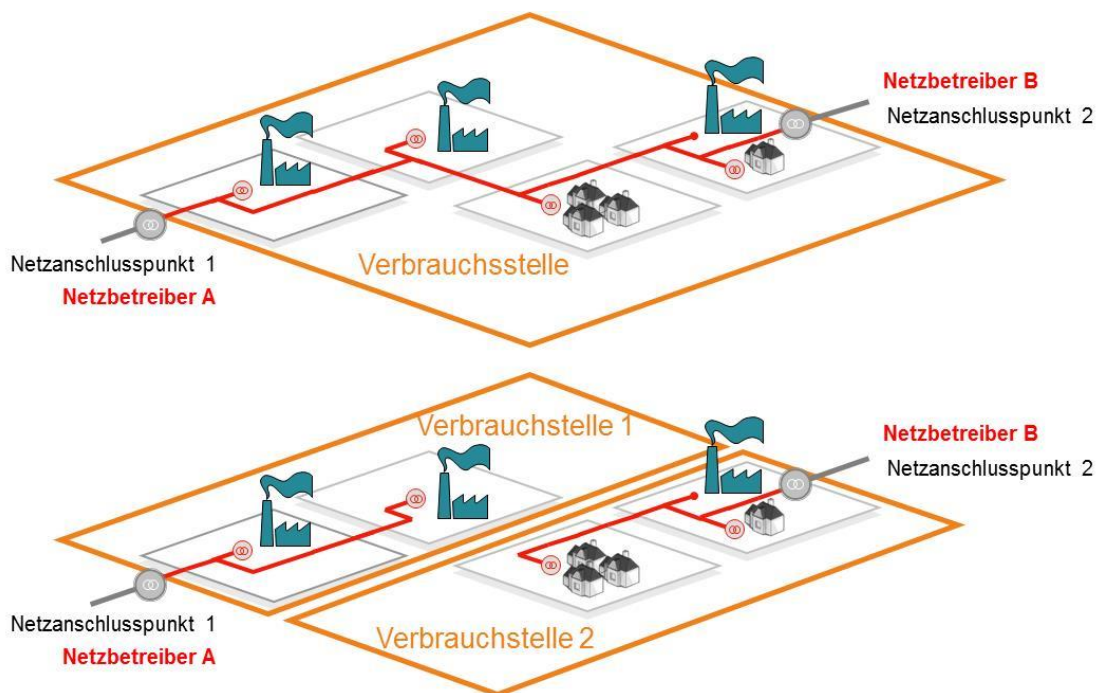


Abbildung 3: Definition und Abgrenzung von VS

Die VS mit Datenlieferungsverpflichtung werden direkt anhand der einzeln übermittelten Messwerte erfasst. Damit die Leistung dieser VS regional zugeordnet und deren netztechnische Wirkung ermittelt werden kann, muss der ÜNB darüber hinaus die Zuordnung jeder VS zum Netzknoten kennen.

Erfassung des allgemeinen Letztverbrauchs (Sonstige VS)

Zur Erfassung des Letztverbrauchs für ein bestimmtes Netzgebiet auf Basis der Erzeugungsleistung sind folgende Eingangsdaten nötig:

- Alle Erzeugungen und Leistungsaufnahmen von NVR in allen Spannungsebenen innerhalb dieses Netzgebietes in Form von Onlinemessungen oder ÜNB-Hochrechnungen als Ergebnis des Teilprozesses *Erzeugungserfassung*,
- Wirkleistungsaustausche über alle Ränder dieses Netzgebietes, für welches der Letztverbrauch ermittelt werden soll.

Zur Ermittlung des allgemeinen Letztverbrauches sind vom ermittelten Letztverbrauch die Anteile des Letztverbrauchs von in Netzgebieten angeschlossenen VS mit Datenlieferungsverpflichtung abzuziehen.

Die Güte der Verbrauchserfassung ist abhängig von der Vollständigkeit, Genauigkeit und Aktualität der Erzeugungsdaten und der Übermittlung von Online-Messwerten und Zählwerten von VS mit Datenlieferungsverpflichtung. Zur Kalibrierung der Erfassung der Einzelkomponenten der Erzeugung werden die Zählwerte der Erzeugung NVR-scharf sowie

die gemessenen Wirkleistungsaustausche benötigt (vgl. Abschnitt 2.3). Die Verteilung der Letztverbrauchsleistung eines Netzgebietes auf *Netzknoten* erfolgt unter Nutzung der gemessenen und ggf. fehlerbereinigten Lastflussdaten.

2.6 Teilprozess Verbrauchsprognose

Allgemeines

Der Teilprozess *Verbrauchsprognose* basiert auf dem Ergebnis der Teilprozesse *Verbrauchserfassung* und *Erzeugungsprognose*.

Die Ergebnisse des Teilprozesses *Verbrauchsprognose* werden für die Teilprozesse *Netzmodell* und *Sicherstellung Systembilanz genutzt*.

Prognose von VS mit Datenlieferungsverpflichtung

Die Prognose für VS mit Datenlieferungsverpflichtung wird unmittelbar aus den durch die EIV VS-scharf übermittelten Planungsdaten (hier Planwert bzw. geplanter Arbeitspunkt des Leistungsbezuges) entnommen.

Zusätzlich zum Planwert werden pro VS zusätzlich folgende Größen benötigt:

- Regelleistungsvorhaltungen pro Regelenergieprodukt
- Angebotene Lastflexibilitätpotenziale,
- Geplante und ungeplante Nichtbeanspruchbarkeiten.

Anhand der bereits für den Teilprozess *Verbrauchserfassung* erforderlichen Zuordnung der VS zum *Netzknoten* (vgl. Abschnitt 2.5) kann die netztechnische Wirkung der VS ermittelt werden.

Prognose des allgemeinen Letztverbrauchs (Sonstige VS)

Die Verbrauchsprognose muss analog zum Teilprozess *Verbrauchserfassung* je nach Anwendungsfall für Netzknoten, Netzgebiete oder die gesamte Regelzone erstellt werden.

Abhängig vom Anwendungsfall werden für die Verbrauchsprognose verschiedene Prognosedaten (prozessnahe Daten) herangezogen. Insbesondere gelten Temperatur und Datum (Werktag, Samstag, Sonntag, Feiertag) sowie Tageszeit als wesentliche Einflussparameter, die unter Verwendung eines statistischen Prognosemodells die Verbrauchsprognose ermöglichen. Die Qualitätsüberprüfung der Eingangsdaten sowie die Kalibrierung des Prognosemodells erfolgen vorrangig anhand der statistischen Daten der dominanten Einflussfaktoren (Wetterdaten wie Temperatur, Bedeckung, Feuchtigkeit) sowie des ermittelten allgemeinen Letztverbrauchs (insbesondere Zählwerte aller NVR und VS mit Datenlieferungsverpflichtung).

2.7 Teilprozess Zustandsestimation

Die Fehlerbereinigung von Online-Messwerten erfolgt branchenweit kurzzyklisch mit Hilfe des Verfahrens der Zustandsestimation. Die Anwendung der Zustandsestimation erfordert eine Beobachtbarkeit des relevanten Netzbereiches, der wegen der sicherheitstechnischen Kopplungen neben dem eigenen Netz auch horizontal und nachgelagert angrenzende Netze einbeziehen muss. Für die Zustandsestimation sind Messungen elektrischer Kenngrößen mit ausreichender Redundanz (im Sinne statistischer Überbestimmtheit) zur Erkennung und Korrektur von Messfehlern erforderlich. Hierbei werden die eingehenden Mess- und Zustandswerte fehlerbereinigt, d. h. etwaige Ungenauigkeiten oder Messfehler werden statistisch bewertet und ggf. korrigiert. Zusammen mit allen relevanten elektrischen Daten der Netzbetriebsmittel im beobachteten Netz bzw. Ersatzmodellen für nicht beobachtete Netze und der Netztopologie sowie der Stufenschalterstellungen der Transformatoren wird ein konsistentes, elektrisch vollständiges Abbild des Systemzustands erstellt.

Insbesondere ist es notwendig, dass der ÜNB über

- möglichst knotengenaue Wirk- und Blindleistungseinspeisung an das ÜNB-Beobachtungsnetz angeschlossener Erzeugungseinheiten,
- möglichst knotengenaue Wirk- und Blindleistungsbilanzen des Leistungsaustauschs zu den dem Übertragungsnetz innerhalb des ÜNB-Beobachtungsnetzes nachgelagerten Netzen und an den Grenzen des ÜNB-Beobachtungsnetzes, sowie zu
- Schalterstellungen und Stufenschalterstellungen

verfügt.

Die Ergebnisse des Teilprozesses gehen in den Teilprozess *Verbraucherfassung* ein.

2.8 Teilprozess Netzmodell

Zweck des Netzmodells

Entscheidungen der Netz- und Systemführung erfordern eine Beurteilungsgrundlage, anhand derer eine aktuelle oder erwartete Betriebssituation netzsicherheitstechnisch beurteilt sowie optimale Maßnahmen im Sinne ihrer Wirksamkeit und Wirtschaftlichkeit unter Beachtung regulatorischer Vorgaben zur Gefährdungsabwehr identifiziert werden können.

Mit steigendem Einfluss dezentraler Erzeugungen sowie flexibler Verbraucher in unterlagerten Netzebenen auf die Stromflüsse im Übertragungsnetz steigt auch die Bedeutung von auf der Verteilungsebene verfügbaren Gegenmaßnahmen zur Herstellung der Systemsicherheit. Der ÜNB ist daher auf ein Netzmodell angewiesen, das die Einflüsse (Lastfluss, mögliche Eingriffspotentiale) im eigenen Netz und in unterlagerten Netzebenen angemessen abbildet und die Grundlage für alle Beurteilungs- und Entscheidungsprozesse liefert.

Da insbesondere marktbasierende Anpassungsmaßnahmen in aller Regel eine direkte Abstimmung zwischen ÜNB und EIV erfordern, muss der ÜNB bei der Maßnahmenplanung die Wirkung von Eingriffen an konkreten NVR oder flexiblen VS auf seinen Netzbetrieb

abschätzen können. Ferner muss künftig die Übertragbarkeit von Systemdienstleistungen aus der Verteilnetzebene zum ÜNB beurteilt werden können.

Das Netzmodell muss daher die Wirkung der gesamten Erzeugung und des Verbrauchs in allen Netzebenen der Regelzone und ihre Rückwirkung auf die Lastflüsse im Übertragungsnetz und die Übergabestellen zu nachgelagerten Netzen abbilden.

Der Teilprozess *Netzmodell* führt somit im Ergebnis vier Gruppen von Eingangsparametern in Form eines Lastflussmodells zusammen:

- a) die Struktur des Netzes und seiner primärtechnischen Elemente mit ihren in der Regel statischen elektrischen Eigenschaften,
- b) den Schaltzustand im Übertragungsnetz sowie in relevanten nachgelagerten Verteilungsnetzen (ÜNB-Beobachtungsnetz).

Wird das Netzmodell ausgehend vom Echtzeitbetrieb aufgebaut, benötigt der Teilprozess *Zustandsestimation* zwingend diese Informationen.

Das Netzmodell ist eine wesentliche Eingangsgröße für den Teilprozess *Vorausschauende Netzzustandsbewertung*.

Allgemeiner Aufbau des Netzmodells

Im *Gutachten* wird ein generisches Modell für die Abbildung der Netzebenen vorgeschlagen. Wird dieses auf die Anforderungen der ÜNB angewandt, ergibt sich folgender allgemeiner Netzmodellaufbau, der eine Approximation der Einflüsse von Erzeugung, Verbrauch und Topologieänderungen auf das Übertragungsnetz ermöglicht:

- Die erste aus N dem Übertragungsnetz nachgeordneten Verteilnetzebenen wird hinsichtlich ihrer Struktur und topologischer Zustände detailliert abgebildet. In der Praxis werden damit grundsätzlich alle Hochspannungs-Flächennetze (HS, üblicherweise 110 kV) inklusive ihrer horizontalen Verknüpfungen erfasst. Hierdurch wird sichergestellt, dass aus Sicht des Übertragungsnetzes die dominanten Einflüsse aus dem nachgelagerten Verteilungsnetz, insbesondere Netzbau- und Erweiterungsmaßnahmen oder betrieblich erforderliche Sonderschaltzustände, jederzeit korrekt erfasst werden. Entsprechend wird eine Online-Zustandsestimation des sich so ergebenden ÜNB-Beobachtungsnetzes mit einer vollständigen Netzstruktur und aktueller Topologie durchgeführt. Zusätzlich werden zum Zwecke der Betriebsplanung Topologieplanungen für die erste Verteilungsnetzebene benötigt. Diese können dem ÜNB in Form einfacher Lastflussdatensätze bereitgestellt werden. Das obige Vorgehen stellt sicher, dass die ÜNB-Teilprozesse langfristig so aufgebaut werden können, dass keine aufwändigen Nachparametrierungen infolge von Veränderungen in der Verteilnetzebene notwendig werden und gleichzeitig die Aussagefähigkeit der Ergebnisse erhalten bleibt.
- Ab einschließlich der zweiten Verteilnetzebene, die auch an *Netzknoten* der ersten Verteilnetzebene anknüpfende strahlenförmige HS-Netzstrukturen beinhalten kann,

werden die Netze und ihre horizontalen sowie vertikalen Verknüpfungen zu anderen Netzebenen grundsätzlich als statische Ersatznetze abgebildet. Dieses ermöglicht eine einfache statische Zuordnung der dort angeschlossenen großen Anzahl kleinerer NVR und VS.

2.9 Teilprozess Vorausschauende Netzzustandsbewertung

Zweck der vorausschauenden Netzzustandsbewertung

Im Teilprozess *Vorausschauende Netzzustandsbewertung* werden auf Basis des im Teilprozess *Netzmodell* erstellten Netzmodells jedem *Netznoten* des ÜNB-Beobachtungsnetzes Wirkungsfaktoren bilanzieller Größen von Erzeugung und Verbrauch aus allen nachgelagerten Verteilungsebenen zugeordnet und mit den im Rahmen der Teilprozesse *Erzeugungserfassung / Erzeugungsprognose* und *Verbrauchserfassung / Verbrauchsprognose* ermittelten Einspeise- und Verbrauchsleistungen verknüpft.

In einem weiteren Schritt wird der sich ergebende Lastflusszustand durch Ausfallsimulationen auf die Einhaltung von Systemsicherheitskriterien (n-1-Sicherheitskriterium für System- und Betriebsparameter) und die Übertragbarkeit von Systemdienstleistungen hin untersucht. Dieser Bewertungsprozess schließt Variantenrechnungen des Systemzustandes ein.

Diese Variantenrechnungen betrachten insbesondere folgende Aspekte:

- Die Prüfung von im Teilprozess Anpassungsmaßnahmen definierten Lösungen für erkannte Systemsicherheitsgefährdungen,
- Die Variation von Regelleistungs- oder Flexibilitätsbereitstellungen auf den Systemzustand, oder
- Die Betrachtung von Prognoseunsicherheiten, die anhand der Betriebsstatistik ermittelt werden.

Prognose des Leistungsaustausches je Netznoten

Die Prognose des durch Erzeugung und Verbrauch verursachten Leistungsaustausches am *Netznoten* gliedert sich demzufolge in folgende methodische Einzelschritte:

- Direktzuweisung der Erzeugungsleistung für Groß-NVR an HöS¹- und HS-Netznoten anhand der von EIV gemeldeten Planungsdaten und der vom VNB der Netzebene N = 1 vorgenommenen Zuordnung aller an sein und diesem nachgelagerte Netze angeschlossenen NVR/VS zu den *Netznoten* im ÜNB-Beobachtungsnetz;

¹ HöS = Höchstspannung, in Form der Spannungsebenen 220 kV und 380 kV im Übertragungsnetz

- Herunterbrechen der Regelzonen-bezogenen Planungs- bzw. Prognosedaten für EE-NVR auf HöS- und HS-Netzknoten anhand der aus den Stammdaten bekannten Verteilung der installierten Leistungen auf die *Netzknoten*, korrigiert um die von EIV gemeldeten Nichtverfügbarkeiten sowie Nichtbeanspruchbarkeiten, Flexibilitäts- und Regelleistungsvorhaltungen sowie Vermarktungseingriffe. Dieser Vorgang wird primärenergieträgerscharf durchgeführt (vgl. Abschnitt 2.3). Durch die Einbeziehung der Zusatzinformationen der EIV können die Prognosen zur Einspeisesituatuion weiter verbessert werden..
- Herunterbrechen der durch den ÜNB erstellten Prognosedaten für S-NVR auf HöS- und HS-Netzknoten anhand der aus den Stammdaten bekannten Verteilung der installierten Leistungen, korrigiert um die von professionellen Akteuren gemeldeten Nichtbeanspruchbarkeiten sowie Flexibilitäts- und Regelleistungsvorhaltungen.
- Zuweisung der Verbrauchslast für VS mit Datenlieferungsverpflichtung an HöS- und HS-Netzknoten anhand der von EIV gemeldeten Planungsdaten bzw. der ÜNB-Prognoseergebnisse und der Netzknotenzuordnung.
- Herunterbrechen der durch den ÜNB erstellten Prognose für den allgemeinen Letztverbrauch auf HS-Netzknoten anhand von aus der Zustandsestimation, der Netzimpedanzverteilung sowie den NVR-Zählwerten statistisch ermittelten Verteilungsfaktoren.
- Zusammenführung aller Teilergebnisse pro *Netzknoten*.

Die vorzeichenrichtige Saldierung der netzknotenscharfen Einzelprognosen aller Erzeugungs- und Verbrauchstypen liefert die Prognose des Leistungsaustausches am betrachteten *Netzknoten*.

Die oben verwendeten Verteilungsfaktoren für NVR/VS-Leistungen auf *Netzknoten* werden zusätzlich regelmäßig anhand der Onlineinformationen, aus der Zustandsestimation sowie der aktuellen Netzimpedanzverteilung unter Nutzung der korrespondierenden NVR-Zählwerte verifiziert.

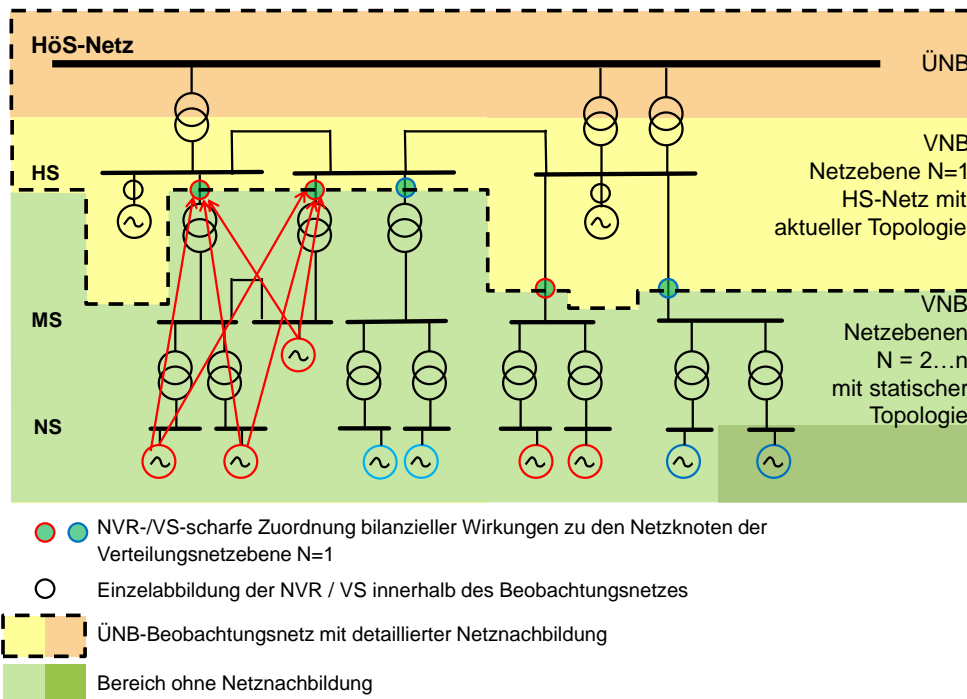


Abbildung 3: Prinzip des Netzmodells mit aktuellen und statischen Netzbereichen und beispielhaft gezeigter Abbildung von MS/NS-Erzeugung auf HS-Netzknotten

Stehen den VNB die entsprechenden Daten zur Erstellung des Netzmodells zur Verfügung, können diese als Teil eines Lastflussdatensatzes in einem abzustimmenden standardisierten Format an den ÜNB übermittelt werden.

2.10 Teilprozess Anpassungsmaßnahmen

Aufgabe des Teilprozesses *Anpassungsmaßnahmen* ist es, Lösungsmöglichkeiten zur Behebung erkannter Systemsicherheitsgefährdungen zu identifizieren, aus denen der ÜNB unter Berücksichtigung regulatorischer und wirtschaftlicher Gesichtspunkte die optimale Anpassungsmaßnahme auswählen kann.

Der Teilprozess *Anpassungsmaßnahmen* baut insbesondere auf den Ergebnissen des Teilprozesses *Vorausschauende Netzzustandsbewertung* auf.

Eine Anpassungsmaßnahme ist nur dann erfolgreich und effizient, wenn diese eine identifizierte Systemsicherheitsgefährdung mit möglichst geringen Kosten und unter Einhaltung regulatorischer Rahmenbedingungen behebt und gleichzeitig die Übertragung der Systemdienstleistungen möglich bleibt. Dabei kann es vorkommen, dass der einer Maßnahmenplanung zu Grunde liegende Systemzustand zwar selbst befundfrei ist, die Übertragung und Nutzung der Systemdienstleistungen aber bereits eingeschränkt ist und durch Anpassungsmaßnahmen wiederhergestellt werden muss.

Der ÜNB muss grundsätzlich Anpassungsmaßnahmen unter Beachtung folgender hier abgebildeter Reihenfolge durchführen:

- Topologische Maßnahmen im ÜNB-Beobachtungsnetz, ggf. nach Abstimmung mit VNB, wenn VNB betroffen sind,
- Reduzierung der kommerziellen Übertragungskapazität im Zusammenhang mit bestehenden marktbasieren Allokationsverfahren,
- Abstimmung von Maßnahmen zur Änderung des Einspeise- oder Entnahmeverhaltens von NVR und VS (EnWG §13(1)) über den verantwortlichen EIV (bei NVR/VS im Verteilungsnetz in Abstimmung mit dem VNB),
- Anpassungen der Fahrweise von NVR und VS (EnWG §13(2)), im HöS-Netz unmittelbar durch ÜNB, im Verteilungsnetz nach Einbindung des VNB.

Bei der Identifikation von Anpassungsmaßnahmen wird der Teilprozess *Netzmodell* durchlaufen und ein neuer Systemzustand simuliert, der neben den für den Zielzeitpunkt geltenden Prognose- und Planungsdaten für Erzeugung und Verbrauch auch die ursprünglich geplante Topologie bereits stattfindende oder im Vorfeld geplante Anpassungsmaßnahmen des ÜNB sowie bekannte oder prognostizierte Maßnahmen des VNB (z. B. Netzsicherheitsmanagement) beinhalten muss. Maßnahmen des VNB sind insofern von Wichtigkeit, als das der ÜNB prüfen kann, ob die Aktivierung oder Rücknahme einer Netzsicherheitsmanagement-Maßnahme Netz- oder Systemsicherheitskriterien des ÜNB verletzt (die weitere Anpassungsmaßnahmen nach sich ziehen) bzw. eine solche Gefährdung vermeidet. Sofern im Teilprozess *Vorausschauende Netzzustandsbewertung* eine Systemsicherheitsgefährdung für diesen Systemzustand festgestellt wird, wählt der ÜNB anschließend aus dem für ihn verfügbaren Portfolio von Anpassungsmaßnahmen geeignete Maßnahmen aus. Sofern über topologische Anpassungen hinaus Maßnahmen zu einer Veränderung des Einspeise- oder Entnahmeverhaltens von NVR und VS erforderlich sind, wird nach Zuordnung der angebotenen Flexibilitäten (Redispatch- und Flexibilitätpotenziale nach EnWG §13(1)) zu den betreffenden Netzknoten ein gesamthafter Lösungsvorschlag erstellt, der die Systemsicherheitsgefährdung optimal behebt. Sofern auch mit dem zur Verfügung stehenden Portfolio von Maßnahmen gemäß § 13 (1) EnWG eine Systemsicherheitsgefährdung nicht beseitigt werden kann, ist der ÜNB verpflichtet, Anpassungen von Einspeisung und Verbrauch auf der Grundlage des § 13 (2) EnWG durchzuführen. Dieses schließt auch Eingriffe im Zuge eines Netzwiederaufbaus mit ein.

Die gesamthafte Ermittlung von Anpassungsmaßnahmen durch den ÜNB ist zwingend erforderlich, da der ÜNB einen optimalen betrieblichen und wirtschaftlichen Einsatz der verfügbaren Flexibilitäten organisieren und dabei die kontinuierliche Verfügbarkeit und Wirksamkeit von Anpassungsmaßnahmen überwachen muss. Im Falle von Maßnahmen nach EnWG §13(1) – z. B. heute im Falle des Redispatch mit Groß-NVR – ist der ÜNB Empfänger einer NVR/VS-scharf abzurechnenden Dienstleistung und verantwortlich für den Bilanzausgleich gegenüber dem dienstleistungserbringenden EIV. Der ÜNB muss daher in der Lage sein, für jeden Zeitpunkt NVR/VS-scharf Anpassungsmaßnahmen zu definieren, und gleichzeitig sicherzustellen, dass die saldierte Leistung aller Anweisungen an einen EIV exakt dem Ausgleichsfahrplan zum betroffenen Bilanzkreis entspricht.

Wird im Zuge der gesamthafte Ermittlung der Anpassungsmaßnahmen festgestellt, dass die Maßnahmen nach EnWG §13(1) nicht ausreichen, werden anhand der verfügbaren Planungs- und Prognosedaten *Netzknoten*-bezogene Potenziale für Sicherheitseingriffe nach EnWG

§13(2) abgeleitet. Zur geeigneten Abbildung des beeinflussbaren NVR-Potenzials im Verteilungsnetz müssen die aktuellen Eingriffe des VNB zur Lösung eigener Netzsicherheitsverletzungen sowie die noch verbleibenden Eingriffspotenziale getrennt für Gruppen vorrangberechtigter (EE-, KWKG-Anlagen) und nicht vorrangberechtigter Erzeugung (Rest) an den ÜNB übermittelt werden. Die Kenntnis der VNB-Eingriffe und der verbleibenden Eingriffspotenziale ist für den ÜNB eine wichtige Information zur Beurteilung der aktuellen sowie erwartbaren Auswirkungen auf das Übertragungsnetz bei Rücknahme dieser Sicherheitseingriffe durch den VNB sowie zur Beachtung des Einspeisevorrangs bei gleichzeitiger Maximierung der EE-Einspeisung.

2.11 Teilprozess Sicherstellung Systembilanz

Im Rahmen des Teilprozesses werden die *Systembilanz* und relevante Rückwirkungen auf die Leistungsaustausche innerhalb des internationalen Verbundbetriebes sowie auf den Regel- und Reserveleistungseinsatz überwacht. Diese Überwachung muss neben dem Echtzeitbetrieb auch eine Vorausschau auf zukünftige Betriebszeitpunkte umfassen, z. B. infolge der nicht unerheblichen Kopplung zwischen den aus dem sogenannten „Imbalance Netting“ resultierenden Leistungsflüssen zwischen den Regelzonen des internationalen Netzregelverbundes und der kurzzeitigen bis mittelfristigen Netzengpassbelastung am Betriebstag. Hieraus können sich wiederum Entscheidungen für den Maßnahmen Einsatz beim Regelleistungsmanagement ergeben. Hierzu sind Prozesse noch im Aufbau.

Zu diesem Zweck ist eine strikte Trennung der unterschiedlichen Bilanzkomponenten Erzeugung (primärenergieträgerscharf) und Letztverbrauch erforderlich, die in der Betriebsphase eine Einschätzung der Handlungsoptionen erst ermöglicht. Voraussetzung hierfür ist eine bestmögliche Güte der Erzeugungserfassung und ihrer kurzfristigen Prognose (vgl. Teilprozesse *Erzeugungserfassung* und *Erzeugungsprognose*, inklusive etwaiger deterministischer Eingriffe von Seiten der VNB in den Anlagenbetrieb) sowie der Verbrauchserfassung (Teilprozess *Verbrauchserfassung*), insbesondere beim Einsatz von Hochrechnungsverfahren. Im Falle der EE-Erzeugung erfolgt dies anhand einer möglichst hohen Anzahl sogenannter Referenzmessungen.

Der Vergleich der vom ÜNB prognostizierten Erzeugung sowie des Letztverbrauchs mit den korrespondierenden gemeldeten Fahrplanzeitreihen des Bilanzkreisverantwortlichen für die seinen Bilanzkreisen zugeordnete geplante Erzeugung und den prognostizierten Verbrauch sowie dem Fahrplan-Sollaustausch mit anderen Regelzonen ermöglicht dem ÜNB eine erste Analyse der Systembilanz und liefert Rückschlüsse auf den zu erwarteten Regelleistungseinsatz. Die zeitnahe erzeugerseitige Überprüfung der Bilanzwirkungen und Ursachenklärung wird erst durch die Anpassung des GPKE Prozesses, d.h. Weiterleitung der Zählwerte am folgenden Werktag bis 12 Uhr auch an den ÜNB, möglich.

Zur Sicherstellung der schnellen Ursachenforschung im Falle auftretender Systembilanzstörungen ist die kurzfristige Bereitstellung der bilanzkreisscharfen Einspeise- und Lastzeitreihen notwendig. Dieses kann analog zur Übermittlung der zu Einzel-NVR



korrespondierenden Zählwerte am Folgetag durch Erweiterung des heutigen GPKE-Prozesses zwischen VNB und Lieferanten um den ÜNB als Datenempfänger erreicht werden.

3 Datentabelle

Die Datentabelle zeigt den Datenbedarf der ÜNB nach folgender Systematik:

- Datum bzw. Information
- Informationsart (Stammdatum, Planungsdatum, Onlinedatum oder Zählwert) und Lieferant (Anlagenbetreiber, Einsatzverantwortlicher, VNB)
- Objektbezug (Objekte, für die bestimmte Daten/Informationen bereitgestellt werden müssen)
- Teilprozess(e) der Netz- und Systemführung, in dem/denen Daten/Informationen verwendet werden
- Datumsbeschreibung (Beschreibung der Information und etwaige Qualitätsmerkmale)
- Form (z. B. Einheit)
- Kurzbegründung des Datenbedarfs

Verwendete Abkürzungen

AB	Anlagenbetreiber
EIV	Einsatzverantwortlicher, der für eine NVR/VS zu benennen ist
ANB	Anschlussnetzbetreiber
VNB 1	Verteilungsnetzbetreiber der dem Übertragungsnetz nachgeordneten Verteilnetzebene N = 1
Profess. Vermarkt.	Professionelle Vermarktung durch Einsatzverantwortlichen
NVR	NVR im Sinne der Definition des Gutachtens
VS	Ausschließlich in der Bedeutung von Verbrauchsstellen mit Datenlieferverpflichtung

Werden für die Datenbereitstellung im Zusammenhang mit Flexibilitätsprodukten (Regelleistung, Redispatch, Lastflexibilität) Verweise auf „alle NVR“ oder „alle VS“ gegeben, so muss für alle betroffenen NVR/VS eine Datenermittlung und -bereitstellung nur dann erfolgen, wenn die betroffenen Anlagen entweder Kraft Gesetz zur Bereitstellung der Flexibilität verpflichtet sind oder ein Vertrag mit dem ÜNB eine solche Bereitstellung regelt.

Hinweise zur Informationsart

Bei der Angabe der Informationsart haben die ÜNB folgendes Grundverständnis:

Stammdatensätze: Datenobjekte, die Informationen der Identifizierung, Klassifizierung und Charakterisierung enthalten. Stammdatensätze haben ein zeitliches Ende oder sind in die Zukunft gesehen offen. Stammdatensätze ändern sich nicht zyklisch. Die Änderung ist nicht zeitlich festgelegt.

Planungsdaten: hierbei handelt es sich um auf ein Objekt bezogene Bewegungsdaten, die in aller Regel für in der Zukunft liegende Zeitintervalle des laufenden Tages bzw. für Folgetage gebildet werden und als Zeitreihe z.B. pro Kalendertag übermittelt werden.

Onlinedaten: hierbei handelt es sich um ein kontinuierliches Bewegungsdatum für elektrische und Zustandsgrößen, das kurzzyklisch gebildet und übermittelt wird und innerhalb kürzestmöglicher Zeit nach Anfall einer Anwendung zugeführt werden muss. In aller Regel werden bei den ÜNB Onlinedaten mit Erneuerungszyklen und Latenzzeiten von jeweils maximal wenigen Sekunden gebildet und übertragen. Genügt die vorhandene Erfassungs- und Übertragungstechnik diesen Anforderungen nicht, so ist durch den ÜNB Einzelfall bezogen die bestmögliche Ersatzlösung auf Einsatzfähigkeit zu prüfen. Anforderungen an Datenzyklus und Latenz sind in der Datentabelle enthalten.

Zähldaten: hierbei handelt es sich um Bewegungsdaten, die für feste Abrechnungsperioden (i.d.R. handelt es sich um die Viertelstunden eines Tages) Arbeitswerte in einer definierten Mindestgüte abbilden, und die frühestens nach Ablauf eines Zeitintervalls, spätestens aber nach Ablauf eines Betriebstages ausgelesen und übermittelt werden. Der vorgesehene Rollout intelligenter Messsysteme kann dazu beitragen, darüber hinaus Netzzustandsinformationen (Spannung, Strom, Winkeldifferenz ($\cos \phi$)) mit der hohen Qualität von Zählwerten bereitzustellen und für Quasi-Echtzeitanwendungen nutzbar zu machen. Die Eignung der auf Basis intelligenter Messsysteme bereitgestellten Informationen für schnelle Prozessanwendungen als Alternative zur Nutzung etablierter Messtechnik mit Fernwirkanbindung muss durch den ÜNB für jeden Einzelanwendungsfall geprüft werden.

Hinweise zum Lieferanten einer Information

Die ÜNB gehen davon aus, dass der in der Datentabelle für eine Information angegebene Lieferant in aller Regel Dateninhaber der Information ist, die Information selbst erstellt oder ein wesentliches Interesse am Erhalt der Information zur Ausübung seiner Rolle im Strommarkt hat und somit als vorrangiger Datenlieferant anzusehen ist. Sollte im Einzelfall ein in der Rolle des Lieferanten angesprochenes Unternehmen nicht über die gewünschte Information verfügen, so kann bei Verfügbarkeit der Information bei einem in einer anderen Marktrolle aktiven Unternehmen dieses andere Unternehmen die Rolle des Lieferanten ersatzweise einnehmen.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	Datum bzw. Information	Stammdatum	Planungsdatum	Onlinedatum	Zählwerte	Objektbezug	Primärdatum für Teilprozess	Datumsbeschreibung	Angabe in der Form	Kurzbegründung Datumsbedarf
2	Einspeisung			ANB		Alle messtechnisch erschlossenen NVR am Beobachtungsnetz, Groß-NVR, Referenzanlagen	vor. Netzzustandsbew., Verb.-Erfassung, Verb.-Prognose, Erz.-Erfassung, Erz.-Prognose	gemessene Einspeiseleistung	MW	Ermittlung des netzknottenscharfen nutzbaren Maßnahmenportfolios von Groß-NVR und unmittelbare Erbringungskontrolle bei Eingriffen; Kalibrierung der Prognosen und Hochrechnungen; Soll-Ist-Vergleich bei der oper. Betriebsführung.
3	Einspeisung				ANB	Alle NVR	vor. Netzzustandsbew., Verb.-Erfassung, Verb.-Prognose, Erz.-Erfassung, Erz.-Prognose	Energiemenge pro Zeitintervall und je Zählpunkt.	MWh/kWh	Validierung der Planungsdaten und Onlinewerten, Erbringungskontrolle bei Eingriffen, Qualitätssicherung und Kalibrierung der Prognosen und Hochrechnungen; Kalibrierung des Netzmodells zur Lastflussprognose (DACF, IDCF);
4	Entnahme		EIV	ANB		Groß-NVR (bei Pumpspeicherwerk), VS mit Lastflexibilitätspotential, VS mit Groß-NVR	Verb.-Erfassung, Verb.-Prognose, vor. Netzzustandsbew.	Planungsdaten: Geplante Entnahme je VS bzw. Pumpspeicheranlage. Onlinedaten: gemessene Entnahmeleistung	MW	Planungsdatum: der geplante Verbrauch stellt eine wesentliche Information für die Lastfluss- und Verbrauchsprognose dar. Zählwerte: Validierung der Planungsdaten und Onlinewerten, Erbringungskontrolle bei Eingriffen, Qualitätssicherung und Kalibrierung der Prognosen und Hochrechnungen; Onlinedaten: Ermittlung des netzknottenscharfen nutzbaren Maßnahmenportfolios und unmittelbare Erbringungskontrolle bei Eingriffen; Kalibrierung der Prognosen und Hochrechnungen
5	Entnahme				ANB	Groß-NVR (bei Pumpspeicherwerk), VS mit Lastflexibilitätspotential, VS mit Groß-NVR	Verb.-Erfassung, Verb.-Prognose, vor. Netzzustandsbew.	Zählwerte für alle VS je Zählpunkt.	MWh/kWh	Energiemenge pro Zeitintervall und je Zählpunkt.
6	Einspeisung		EIV			Groß-NVR, nicht dargebotsabhängige EE-NVR, nicht wärmegeführte S-NVR profess.Vermarkt.	Erz.-Prognose, Netzmodell, vor. Netzzustandsbew.	Geplante Einspeisung je NVR;	MW	Die geplante Einspeisung stellt eine wesentliche Information für die Lastflussprognose dar.
7	Lastflexibilitätspotential		EIV			VS mit Lastflexibilitätspotential	Anpassungsmaßn., Sicherst. Systembilanz	Meldung von vermarkteter lastseitiger Flexibilität je Leistungsrichtung und Produkt.	MW	Nötig zur Kenntnis des Umfangs verfügbarer Anpassungsmaßnahmen und der konkreten Planung und Umsetzung.
8	Redispatchpotential		EIV			NVR mit Redispatchpotenzial, VS mit Lastflexibilitätspotential	Anpassungsmaßn.	Redispatchvermögen in positiver (Erhöhung Einspeisung, Reduzierung Entnahme) und negativer Richtung (Reduzierung Einspeisung, Erhöhung Entnahme) je NVR/VS.	MW	Ermittlung des für den ÜNB nutzbaren verbleibenden Maßnahmenportfolios innerhalb §13(1) EnWG sowie Verhinderung der Abregelung von NVR mit RL-Vorhaltung.
9	Regelleistungsvorhaltung		EIV			Alle NVR mit Regelleistungsvorhaltung, Alle VS mit Regelleistungsvorhaltung	Erz.-Erfassung, Erz.-Prognose, Anpassungsmaßn., Sicherst. Systembilanz	vorgehaltene Regelleistung je Produkt nach positiver (Erhöhung Einspeisung, Reduzierung Entnahme) und negativer (Reduzierung Einspeisung, Erhöhung Entnahme) Regelleistung je NVR/VS.	MW	Einbindung in die Prognose und Hochrechnung als Reduktion der Einspeisung um den Anteil der für RL vorgehaltenen EE-Anlagen. Ermittlung des für den ÜNB nutzbaren verbleibenden Maßnahmenportfolios innerhalb §13(1) EnWG sowie Verhinderung der Abregelung von NVR mit RL-Vorhaltung.
10	Besicherungsleistung		EIV			Groß-NVR, VS mit Lastflexibilitätspotential	Erz.-Erfassung, Erz.-Prognose, Anpassungsmaßn.	Vorgehaltene Besicherungsleistung für eigene Zwecke oder für dritte Marktteilnehmer je NVR/VS.	MW	Ermittlung des für den ÜNB nutzbaren verbleibenden Maßnahmenportfolios innerhalb §13(2) EnWG.
11	marktbasierte Abregelungen		EIV			dargebotsabhängige EE-NVR profess.Vermarkt.	Erz.-Prognose, Netzmodell, Erz.-Erfassung, vor. Netzzustandsbew.	Geplante Leistungsreduzierung gegenüber unbeeinflusster Einspeisung durch marktbasierter Abregelung je NVR.	MW	Ermöglicht für Lastflussprognose die netzknottenscharfe Korrektur der dargebotsabhängigen ÜNB-Prognose/Hochrechnung des Kollektivs um abgeregelte Leistung.
12	marktbasierte Abregelungen			EIV		Referenzanlagen	Erz.-Erfassung, Erz.-Prognose	aktuelle Leistungsreduzierung gegenüber unbeeinflusster Einspeisung durch marktbasierter Abregelung je NVR.	MW	Fehlerkorrektur der Erzeugungserfassung (Hochrechnungsverfahren) und -prognose bei NSM-Eingriffen.
13	Netzsicherheitsmanagement-Eingriffe		VNB 1	ANB		Netzknotten im Beobachtungsnetz	Anpassungsmaßn., vor. Netzzustandsbew., Sicherst. Systembilanz	Höhe der geplanten und aktuell angewiesenen Eingriffe des VNB auf NVR im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements aggregiert je Netzknotten, getrennt für alle durch den VNB im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements nach Erzeugungsarten definierten Rangfolgegruppen, z.B. gemäß „Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement - Abschaltfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte der BNetzA vom 7.3.2014“.	MW	Berücksichtigung von in nachgelagerten Netzen geplanten Maßnahmen auf den Lastflusszustand beim ÜNB im Zusammenhang mit Anpassungsmaßnahmen des ÜNB, zur Beachtung des gesetzlichen Einspeisevorrangs vorrangberechtigter Erzeugung durch den ÜNB sowie die Beurteilung der NSM-Auswirkungen auf die Systembilanz.
14	Netzsicherheitsmanagement-Eingriffe in Referenzanlagen		VNB 1	ANB		Referenzanlagen	Erz.-Erfassung, Erz.-Prognose	Höhe der geplanten und aktuell angewiesenen Netzsicherheitsmanagement-Eingriffe des VNB auf einzelne Referenzanlagen.	MW	Fehlerkorrektur der Erzeugungserfassung (Hochrechnungsverfahren) und -prognose bei NSM-Eingriffen.
15	Blindleistungsaustausch				ANB	Groß-NVR, Groß-VS im Beobachtungsnetz	Zustandsestimation	Messwert der Blindleistung je NVR/VS	Mvar	Möglichst knottenscharfe Wirk- und Blindleistungseinspeisung aller NVR im Beobachtungsnetz und Leistungsaustausche zu anderen Netzen erforderlich zur Bestimmung der Lastflüsse im Netz durch Zustandsestimation.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	Datum bzw. Information	Stammdatum	Planungsdatum	Onlinedatum	Zählwerte	Objektbezug	Primärdatum für Teilprozess	Datumsbeschreibung	Angabe in der Form	Kurzbegründung Datumsbedarf
16	geplante Nichtbeanspruchbarkeit		EIV			Groß-NVR, wärmegeführte S-NVR profess.Vermarkt., nicht wärmegeführte S-NVR profess.Vermarkt., nicht dargebotsabhängige EE-NVR profess.Vermarkt.	Erz.-Erfassung, Erz.-Prognose, vor. Netzzustandsbew., Anpassungsmaßn., Sicherst. Systembilanz	Eine geplante Nichtbeanspruchbarkeit einer NVR ist die Leistungseinschränkung, die bekannt ist, ohne dass diese zum Zeitpunkt des Bekanntwerdens die NVR beeinträchtigt. Die geplante Nichtbeanspruchbarkeit kann vor der Wirkung an der NVR an den ÜNB übermittelt werden. 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).	Wirk-leistung MW und Grund der Nichtbeanspruchbarkeit: gemäß „Handbuch zur Implementierung, Nutzung und Übertragung des Unavailability_Mark etDocument“	Daten zu Nichtbeanspruchbarkeiten dienen der frühzeitigen Prognose des Systemzustandes, dem voraussichtlich verfügbaren Portfolio von Anpassungsmaßnahmen und der Entscheidung zu ihrem Einsatz sowie der Bestimmung von Reserven zur Sicherstellung der Systembilanz. Die Information wird zur Korrektur der ÜNB-EE-Prognosen/Hochrechnungen um die nicht verfügbare Erzeugung benötigt.
17	ungeplante Nichtbeanspruchbarkeit		EIV			Groß-NVR, wärmegeführte S-NVR profess.Vermarkt., nicht wärmegeführte S-NVR profess.Vermarkt., nicht dargebotsabhängige EE-NVR profess.Vermarkt.	Erz.-Erfassung, Erz.-Prognose, vor. Netzzustandsbew., Anpassungsmaßn., Sicherst. Systembilanz	Eine ungeplante Nichtbeanspruchbarkeit einer NVR ist die Leistungseinschränkung, welche in einer NVR sofort zu einer Leistungseinschränkung führt, ohne dass diese beeinflusst werden kann. Diese ungeplante Nichtbeanspruchbarkeit wird somit erst nach ihrem Eintritt an der NVR an den ÜNB übermittelt. 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);	Wirk-leistung MW und Grund der Nichtbeanspruchbarkeit: gemäß „Handbuch zur Implementierung, Nutzung und Übertragung des Unavailability_Mark etDocument“	Daten zu Nichtbeanspruchbarkeiten dienen der frühzeitigen Prognose des Systemzustandes, dem voraussichtlich verfügbaren Portfolio von Anpassungsmaßnahmen und der Entscheidung zu ihrem Einsatz sowie der Bestimmung von Reserven zur Sicherstellung der Systembilanz. Die Information wird zur Korrektur der ÜNB-EE-Prognosen/Hochrechnungen um die nicht verfügbare Erzeugung benötigt.
18	Nichtverfügbarkeit		EIV			dargebotsabhängige EE-NVR profess.Vermarkt.	Erz.-Prognose, Netzmodell, Erz.-Erfassung, Sicherst. Systembilanz	Nichtverfügbarkeit direktvermarkteter EE-NVR bezogen auf die installierte Nennleistung. Die nicht verfügbare Leistung einer NVR ist die Leistung, die durch die NVR wartungs- und störungsbedingt nicht erbracht werden kann.	Prozent	dient der ÜNB-Prognose dargebotsabhängiger EE-Anlagen je Energieträger
19	Strukturangaben für die Betriebsmittel des dem Übertragungsnetz nachgelagerten Verteilungsnetzes	VNB 1				Nachgelagertes Verteilungsnetz	Zustandsestimation, Netzmodell	Daten aller relevanten elektrischen Betriebsmittel (Freileitungen, Kabel, Transformatoren, Sammelschienen, Kompensationselemente usw.) des Netzes der höchsten dem Übertragungsnetz nachgelagerten Verteilungsnetz-Spannungsebene (als notwendiger Bestandteil der innerhalb des „Beobachtungsnetzes“ des ÜNB) inklusive ihrer topologischen Verknüpfung (Startpunkt, Endpunkt) und elektrischer Kenngrößen (Widerstände, Kapazitäten, Induktivitäten, Strombelastbarkeiten etc.) sowie Angaben zu vorhandenen Schaltgeräten (Leistungsschalter, Trenner, Transformatorstufenschalter usw.) und nutzbarer Schaltmöglichkeiten. Die an den ÜNB bereitgestellten Strukturdaten müssen den durch den VBN1 genutzten Daten entsprechen. Die Schnittstellen zu nicht durch den ÜNB modellierten Verteilungsnetzebenen sind mittels Netzäquivalenten abzuschließen.		Strukturdaten werden für den Aufbau des Netzmodells benötigt.
20	Schalterstellungen in der dem Übertragungsnetz nachgelagerten Verteilungsnetzebene		VNB 1	VNB 1		Nachgelagertes Verteilungsnetz	Zustandsestimation, Netzmodell	Schalterstellungen und Stufenschalterstellungen der Transformatoren.	Protokoll-vorgaben aus Leitstellenkopplung	Notwendig zur Erfassung der aktuellen Topologie und Zuordnung zu den Strukturdaten zum Zwecke der Bestimmung des Lastflusses.
21	Leistungsflussinformationen			VNB 1		Netzknoten im Beobachtungsnetz	Verb.-Erfassung, Verb.-Prognose, Zustandsestimation, vor. Netzzustandsbew.	Messwerte aller Leistungsflüsse in nicht durch den ÜNB modellierte Verteilungsnetze (je nach Werteverfügbarkeit Wirkleistung, Blindleistung, Spannung, Strom, Phasenwinkel (cos phi))	Protokoll-vorgaben aus Leitstellenkopplung	Nötig zur netzknottenscharfen Erfassung des aktuellen und vergangenen Verbrauchs durch Subtraktion der unterlagerten Einspeisung vom gemessenen Leistungsaustausch, welcher Grundlage für Verbrauchsprognose ist. Onlinedaten ferner erforderlich zur Bestimmung der Lastflüsse im Netz durch Zustandsestimation.
22	Topologische Zuordnung der NVR und VS	VNB 1				Alle VS, Alle NVR	vor. Netzzustandsbew., Anpassungsmaßn.	Zuordnung aller NVR/VS mit Anschluss innerhalb und ausserhalb des Beobachtungsnetzes zu einem oder mehreren Netzknoten im Verteilnetzbereich des Beobachtungsnetzes. Hierbei sind diejenigen Netzknoten anzugeben, auf die ein Leistungsaustausch der NVR bzw. VS wirkt. Für direkt am ÜNB-Beobachtungsnetz angeschlossene NVR/VS entspricht der Netzknoten dem technischen Netzverknüpfungspunkt.	Netzknotenbezeichnung	Netztechnische Lokalisation aller NVR/VS erforderlich zur knotenpunktscharfen Bestimmung von Einspeisung und Verbrauch und damit Grundlage der Erstellung von Lastflussprognosen. Der VNB der Ebene n=1 muss diese Informationen für NVR/VS und bei relevanten Struktur- und Topologieänderungen aktualisieren.
23	Standort der NVR bzw. VS	AB				Alle VS, Alle NVR	Erz.-Erfassung, Erz.-Prognose	Längen- und Breitengrade mit Bezug zum WGS84 oder UTM-Daten, ersatzweise Anschrift (Bundesland, PLZ, Landkreis, Ort, Flurstück, Straße, Hausnummer)	Text, Zahl, Grad oder Dezimalgrad	Für die netzknottenscharfe Prognoseerstellung, Hochrechnung und Bestimmung von Anpassungsmaßnahmen bildet neben der netztechnischen auch die genaue geografische Position der EE-Anlage und in der Folge die räumliche Anlagenverteilung eine unverzichtbare Größe.
24	Netzverknüpfungspunkte	AB				Groß-NVR	vor. Netzzustandsbew.	Netzverknüpfungspunkt(e) in Form des Umspannwerkes, über das die NVR an das öffentliche Netz angeschlossen ist.	Bezeichnung Umspann-werk(e)	Zuordnung der Anlagen innerhalb des Netzmodells zur Bestimmung der Lastflüsse im Netz
25	Regelzone	EIV				Alle VS, Alle NVR	Verb.-Erfassung, Verb.-Prognose, Erz.-Erfassung, Erz.-Prognose	Angabe zur Anschluss- Regelzone durch im europäischen Energiemarkt verwendeten Identifikator (EIC = Energy Identification Code)	Zifferncode	Zuordnung der Anlagen zum Verantwortungsbereich eines Übertragungsnetzbetreibers

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	Datum bzw. Information	Stammdatum	Planungsdatum	Onlinedatum	Zählwerte	Objektbezug	Primärdatum für Teilprozess	Datumsbeschreibung	Angabe in der Form	Kurzbegründung Datumsbedarf
26	Identifikator(en)	EIV				Alle VS, Alle NVR	Verb.-Erfassung, Erz.-Erfassung, Verb.-Prognose, Erz.-Prognose	Alle für die Identifikation der NVR/VS vorhandenen Codes (W-Code, EEG-Anlagenschlüssel, Code gemäß Marktstammdatenregister, ...). Der W-Code ist ein im europäischen Energiemarkt verwendeter Energy Identification Code (EIC) zur Identifikation von technischen Ressourcen bzw. Anlagen. Bei Verwendung des W-Codes ist auch der zugehörige Displayname anzugeben.	Zifferncode	Bereits im BK6-13-200 verwendeter Identifikator zur eindeutigen Identifizierung einer technischen Ressource. Das Mitführen bereits verwendeter Identifikatoren vereinfacht den Abgleich der Stammdaten aus unterschiedlichen Prozessen.
27	Zählpunktbezeichnung(en)	ANB				Alle VS, Alle NVR	Erz.-Erfassung, Verb.-Prognose,	Zählpunktbezeichnungen gemäß Metering-Code Angabe sämtlicher zu einer Anlage gehörigen MaBiS-Einspeise- und Verbrauchssummenzählpunkte	Zifferncode	gemeldeten Kraftwerke zu den im MaBiS-Prozess übermittelten Einspeise- bzw. Verbrauchszeitreihen.
28	Zählwertzeitreihentyp	ANB				Alle NVR	Erz.-Erfassung, Erz.-Prognose	In Anlehnung an MaBiS Unterscheidung nach Art der Ermittlung der abzurechnenden Einspeisewerte je NVR auf Einzelzeitebene wie folgt: EGZ = Einspeisegangzeitreihe (gemessene Einspeisung) SEP = Synthetisches Einspeiseprofil TEP = Tagesparameterabhängiges Einspeiseprofil. Für EE-NVR darüberhinaus folgende Klassifizierung: BIL=Biomasse/ Biogas, Lastgangzählung BIP=Biomasse/ Biogas, Standardeinspeiseprofile BIT=Biomasse/ Biogas, tagesparameterabhängige Einspeiseprofile GAL=Deponie-, Klär- oder Grubengas, Lastgangzählung GAP=Deponie-, Klär- oder Grubengas, Standardeinspeiseprofile GAT=Deponie-, Klär- oder Grubengas, tagesparameterabhängige Einspeiseprofile GEL=Geothermieanlagen, Lastgangzählung GEP=Geothermieanlagen, Standardeinspeiseprofile GET=Geothermieanlagen, tagesparameterabhängige Einspeiseprofile SOL=solare Strahlungsenergie, Lastgangzählung SOP=solare Strahlungsenergie, Standardeinspeiseprofile SOT=solare Strahlungsenergie, tagesparameterabhängige Einspeiseprofile WFL=Offshore-Windenergieanlagen, Lastgangzählung WFP=Offshore-Windenergieanlagen, Standardeinspeiseprofile WFT=Offshore-Windenergieanlagen, tagesparameterabhängige Einspeiseprofile WNL=Onshore-Windenergieanlagen, Lastgangzählung WNP=Onshore-Windenergieanlagen, Standardeinspeiseprofile WNT=Onshore-Windenergieanlagen, tagesparameterabhängige Einspeiseprofile WAL=Wasserkraftanlagen, Lastgangzählung WAP=Wasserkraftanlagen, Standardeinspeiseprofile WAT=Wasserkraftanlagen, tagesparameterabhängige Einspeiseprofile	Auswahlliste	Durch Unterscheidung z.B. zwischen lastganggezählten Einspeisung und einem Einspeiseprofil lassen sich Zählwerte als operative Trainingsgrundlage für energieträgerscharfe Prognosen und Hochrechnungen qualitativ bewerten.
29	Anschlussnetzbetreiber	AB				Alle VS, Alle NVR	Verb.-Erfassung, Erz.-Erfassung, Verb.-Prognose, Erz.-Prognose	Marktpartner-ID des Anschlussnetzbetreibers (BDEW-Codenummer oder GS1)	Zifferncode	Eindeutige Identifizierung des Anschlussnetzbetreibers. Das Mitführen bereits verwendeter Identifikatoren vereinfacht den Abgleich der Stammdaten aus unterschiedlichen Prozessen erheblich.
30	Energieträger	AB				Alle NVR	Erz.-Erfassung, Erz.-Prognose	Überwiegend verwendeter Energieträger zur Umwandlung in elektrische Energie. Im Falle von Speichern Angabe des Speichermediums.	Text	Benötigt zur energieträgerscharfen Prognose und Hochrechnung nicht gemessener Erzeugung. Erlaubt eine Einschätzung des individuellen und kollektiven Anlagenverhaltens. Kenntnis der installierten Leistung je Energieträger ferner benötigt im Rahmen der Sicherstellung der Systembilanz. Notwendige Information zur Sicherstellung der vorrangigen Einspeisung aus EEG- und KWKG-Anlagen im Prozess EnWG-Kaskade.
31	Erstmaliger Inbetriebnahmezeitpunkt	AB				Alle VS, Alle NVR	Verb.-Erfassung, Erz.-Erfassung, Verb.-Prognose, Erz.-Prognose	Der erstmalige Inbetriebnahmezeitpunkt ist der Zeitpunkt der erstmaligen Inbetriebsetzung der NVR/VS nach Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft. Die technische Betriebsbereitschaft setzt voraus, dass die NVR/VS fest an dem für den dauerhaften Betrieb vorgesehenen Ort und dauerhaft mit dem für Erzeugung oder Entnahme von Wechselstrom erforderlichen Zubehör installiert wurde.	Datum/Uhrzeit	Der Inbetriebnahmezeitpunkt ist in Verbindung mit der physikalischen Einspeisung Grundvoraussetzung für EE-Prognose-, Hochrechnungserstellung und korrekte Ermittlung der installierten Leistung. Der ÜNB muss die gesamte installierte und verfügbare tatsächliche max. Erzeugungsleistung in seiner Regelzone kennen. Dies kann nur verlässlich über die Summation aller vorhandenen und verfügbaren Erzeugungsanlagen in seiner Regelzone geschehen. Daher ist die Kenntnis darüber notwendig, wann genau die Inbetriebnahme eines Kraftwerks erfolgt (ist) bzw. erfolgen wird und ab wann dessen Leistung zur Lastdeckung zur Verfügung stand oder stehen wird und damit die volle Leistung erst in der Zukunft vorhanden ist. Die Kenntnis des Inbetriebnahmezeitpunktes bei VS stellt sicher, dass die Auswirkungen der VS auf den Netzbetrieb sowie die Verbrauchslast bekannt wird.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	Datum bzw. Information	Stammdatum	Planungsdatum	Onlinedatum	Zählwerte	Objektbezug	Primärdatum für Teilprozess	Datumsbeschreibung	Angabe in der Form	Kurzbegründung Datumsbedarf
32	Kommerzieller Inbetriebnahmezeitpunkt	AB				Alle VS, Alle NVR	Verb.-Erfassung, Erz.-Erfassung, Verb.-Prognose, Erz.-Prognose	Die kommerzielle Inbetriebnahme ist der Zeitpunkt, ab dem die NVR/VS nach marktwirtschaftlichen Gesichtspunkten betrieben wird. Ausgenommen davon sind Tests zur Inbetriebnahme. Bei Groß-NVR beschreibt die kommerzielle Inbetriebnahme das Datum, ab dem ein geregelter Leistungsbetrieb stattfindet.	Datum/Uhrzeit	Der Inbetriebnahmezeitpunkt ist in Verbindung mit der physikalischen Einspeisung Grundvoraussetzung für EE-Prognose-, Hochrechnungserstellung und korrekte Ermittlung der installierten Leistung. Der ÜNB muss die gesamte installierte und verfügbare tatsächliche max. Erzeugungsleistung in seiner Regelzone kennen. Dies kann nur verlässlich über die Summation aller vorhandenen und verfügbaren Erzeugungsanlagen in seiner Regelzone geschehen. Daher ist die Kenntnis darüber notwendig, wann genau die Inbetriebnahme eines Kraftwerks erfolgt (ist) bzw. erfolgen wird und ab wann dessen Leistung zur Lastdeckung zur Verfügung stand oder stehen wird und damit die volle Leistung erst in der Zukunft vorhanden ist. Die Kenntnis des Inbetriebnahmezeitpunktes bei VS stellt sicher, dass die Auswirkungen der VS auf den Netzbetrieb sowie die Verbrauchslast bekannt wird.
33	Stilllegungszeitpunkt für vorläufige Stilllegung	AB				Alle VS, Alle NVR	Verb.-Erfassung, Erz.-Erfassung, Verb.-Prognose, Erz.-Prognose	Die vorläufige Stilllegung bezeichnet die Beendigung des Betriebes nach marktwirtschaftlichen Gesichtspunkten, ohne dass die technische Betriebsbereitschaft beendet wird. Ein Stilllegungszeitpunkt ist zu melden, sobald dieser dem Anlagenbetreiber bekannt ist.	Datum/Uhrzeit	Ermöglicht analog dem Inbetriebnahmezeitpunkt die korrekte Ermittlung der gesamten installierten und verfügbaren Leistung als Eingangsgröße für EE-Prognose- und Hochrechnung, Verbrauchserfassung und -prognose und Sicherstellung der Systembilanz.
34	Stilllegungszeitpunkt für endgültige Stilllegung	AB				Alle VS, Alle NVR	Verb.-Erfassung, Erz.-Erfassung, Verb.-Prognose, Erz.-Prognose	Endgültige Stilllegung ist die dauerhafte Ausserbetriebsetzung der NVR/VS nach Wegfall der technischen Betriebsbereitschaft. Ein Stilllegungszeitpunkt ist zu melden, sobald dieser dem Anlagenbetreiber bekannt ist.	Datum/Uhrzeit	Ermöglicht analog dem Inbetriebnahmezeitpunkt die korrekte Ermittlung der gesamten installierten und verfügbaren Leistung als Eingangsgröße für EE-Prognose- und Hochrechnung, Verbrauchserfassung und -prognose und Sicherstellung der Systembilanz.
35	Nennleistung	AB				Alle NVR	Erz.-Erfassung, Erz.-Prognose	Anzugeben ist grundsätzlich die installierte Nettonennleistung je NVR. Falls die Nettonennleistung nicht angegeben werden kann, ist ersatzweise die Bruttonennleistung anzugeben. Im Falle von PV-Anlagen handelt es sich um die kumulierte installierte Modulleistung (Peakleistung) hinter dem Wechselrichter.	MW	Die Ermittlung des unterlagerten Einspeise-/Verbrauchspotenzials dient als Grundlage zur Erstellung von energieträgerscharfen Hochrechnungen und Prognosen und führt damit auch auf den prognostizierbaren Kollektivverbrauch. Notwendig zur Leistungsbilanzierung zum Zwecke der Sicherstellung der Systembilanz.
36	Bilanzkreis	EIV				Alle VS, Alle NVR	Anpassungsmaßn.	Angabe des EIC-Codes für den Bilanzkreis, dem die NVR/VS zugeordnet ist.	Zifferncode	Die Angabe des Bilanzkreises ist für die korrekte Zuordnung von NVR/VS zum Bilanzkreis als Grundlage für die Abwicklung von Anpassungsmaßnahmen nach EnWG §13(1) unverzichtbar. Ferner kann über die Zuordnung der NVR zum Bilanzkreis die Bilanzkreiszeitreihen für Erzeugung (FC_PROD) geprüft werden.
37	Einsatzverantwortlicher	AB				Alle VS, Alle NVR	Anpassungsmaßn., Sicherst. Systembilanz	Angabe der BDEW-Marktpartner-ID für den Einsatzverantwortlichen, der für den Einsatz einer NVR oder VS verantwortlich ist.	Zifferncode	Die Kenntnis des Einsatzverantwortlichen stellt sicher, dass Anpassungsmaßnahmen mit NVR/VS abgewickelt werden können.
38	Netzanschlusskapazität	AB				Alle VS	Verb.-Erfassung, Verb.-Prognose	Vertragliche Summen-Netzanschlusskapazität einer VS über alle Netzverknüpfungspunkte	MVA	Dient zur Erfassung des Kollektivs von VS mit Datenlieferverpflichtung.
39	kumulierte Wechselrichterleistung	AB				PV-Anlagen Groß-NVR, nicht wärmegeführte S-NVR profess.Vermarkt., nicht dargebotsabhängige EE-NVR profess.Vermarkt.	Erz.-Prognose, Erz.-Erfassung	Installierte Wechselrichterleistung kumuliert pro Netzverknüpfungspunkt	MW	Benötigt zur korrekten Hochrechnung und Prognose der Solareinspeisung für den Fall, dass der Wechselrichter das leistungsbegrenzende Element ist.
40	Fahrbare Mindesterzeugungsleistung	EIV				Groß-NVR, nicht wärmegeführte S-NVR profess.Vermarkt., nicht dargebotsabhängige EE-NVR profess.Vermarkt.	Anpassungsmaßn.	Dauerhaft minimal elektrisch stabil erzeugbare Leistung einer NVR unter Normbedingungen.	MW	Beschreibung des fahrbaren Leistungsbandes für NVR, insbesondere bei NVR, für die kein korrespondierendes Planungsdatum übermittelt wird.
41	Minimale Einspeisung		EIV			Groß-NVR, nicht wärmegeführte S-NVR profess.Vermarkt., nicht dargebotsabhängige EE-NVR profess.Vermarkt.	Anpassungsmaßn.	Dauerhaft minimal elektrisch stabil erzeugbare Leistung abhängig von den zum geplanten Zeitpunkt geltenden betrieblichen Randbedingungen.	MW	Beschreibung der fahrbaren Minimalleistung für NVR zur Planung von Anpassungsmaßnahmen.
42	Maximale Einspeisung		EIV			Groß-NVR, nicht wärmegeführte S-NVR profess.Vermarkt., nicht dargebotsabhängige EE-NVR profess.Vermarkt.	Anpassungsmaßn.	Dauerhaft maximal elektrisch stabil erzeugbare Leistung abhängig von den zum geplanten Zeitpunkt geltenden geltenden betrieblichen Randbedingungen.	MW	Beschreibung der fahrbaren Maximalleistung für NVR zur Planung von Anpassungsmaßnahmen.
43	Minimale Entnahme		EIV			Groß-NVR (bei Pumpspeicherwerk)	Anpassungsmaßn.	Dauerhaft minimal elektrisch stabile Entnahmeleistung abhängig von den zum geplanten Zeitpunkt geltenden betrieblichen Randbedingungen.	MW	Beschreibung der fahrbaren Minimalleistung für NVR zur Planung von Anpassungsmaßnahmen.
44	Maximale Entnahme		EIV			Groß-NVR (bei Pumpspeicherwerk)	Anpassungsmaßn.	Dauerhaft maximal elektrisch stabile Entnahmeleistung abhängig von den zum geplanten Zeitpunkt geltenden geltenden betrieblichen Randbedingungen.	MW	Beschreibung der fahrbaren Maximalleistung für NVR zur Planung von Anpassungsmaßnahmen.
45	Schwarzstartfähigkeit	EIV				Groß-NVR, wärmegeführte S-NVR profess.Vermarkt., nicht wärmegeführte S-NVR profess.Vermarkt., alle EE-NVR profess.Vermarkt.	Anpassungsmaßn.	Möglichkeit, die NVR ohne Spannungsvorgabe aus dem Netz hochzufahren und mit entsprechender Lastanschaltung (Eigenbedarf, Fremdlast) zu betreiben.	Ja/Nein	Bestimmung des für Netzwiederaufbaumaßnahmen technisch grundsätzlich nutzbaren Anlagenpotenzials.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	Datum bzw. Information	Stammdatum	Planungsdatum	Onlinedatum	Zählwerte	Objektbezug	Primärdatum für Teilprozess	Datumsbeschreibung	Angabe in der Form	Kurzbegründung Datumsbedarf
46	Ausrichtung	AB				PV-Anlagen	Erz.-Prognose, Erz.-Erfassung	Ausrichtung der NVR (Himmelsrichtung)	Grad	In Verbindung mit der installierten Leistung und geographischen Lage erlaubt die Kenntnis der Ausrichtung der PV-Anlage die Beschreibung der Einspeisecharakteristik und mit Einfluss auf die Qualität der Prognose und Hochrechnung.
47	Neigungswinkel	AB				PV-Anlagen	Erz.-Prognose, Erz.-Erfassung	Neigungswinkel der NVR	Grad	In Verbindung mit der installierten Leistung und geographischen Lage erlaubt die Kenntnis der Neigung der PV-Anlage die Beschreibung der Einspeisecharakteristik und mit Einfluss auf die Qualität der Prognose und Hochrechnung.
48	Nachführbarkeit	AB				PV-Anlagen	Erz.-Prognose, Erz.-Erfassung	Möglichkeit der Nachführung der NVR in Abhängigkeit des Sonnenstandes.	Auswahl: keine, einachsig, zweiachsig	In Verbindung mit der installierten Leistung und geographischen Lage erlaubt die Kenntnis der Nachführbarkeit der PV-Anlage die Beschreibung der Einspeisecharakteristik und mit Einfluss auf die Qualität der Prognose und Hochrechnung.
49	Rotorheizung/Abtauautomatik	AB				PV-Anlagen, Windkraftanlagen	Erz.-Erfassung, Erz.-Prognose	Angabe, ob NVR Rotorheizung oder Abtauautomatik besitzt zur Beseitigung von Schnee- und Eisablagerungen	Ja/Nein	Schnee- und Eisablagerungen beeinflussen die Einspeisecharakteristik signifikant. Vorhandensein von Rotorheizung / Abtauautomatik daher notwendig zur Fehlerminimierung für Prognosen und Hochrechnungen bei relevanten Wetterlagen.
50	70%-Absenkung	AB				PV-Anlagen	Erz.-Erfassung, Erz.-Prognose	Das Stammdatum 70%-Abregelung betrifft PV-Anlagen im Sinne des EEG, die nach § 9 Abs. 2 Nr. 2b EEG 2014 dauerhaft auf 70 % ihrer installierten Leistung gedrosselt sind.	Ja/Nein	Kenntnis benötigt, da die Information der installierten Leistung nur in Kombination mit dem Stammdatum "70%-Absenkung" eine korrekte Prognose/Hochrechnung der Einspeisung zulässt.
51	Anlagentyp	AB				PV-Anlagen, Windkraftanlagen	Erz.-Erfassung, Erz.-Prognose	Bezeichnung des Anlagentyps gemäß Hersteller (Solar: Modultyp; Wind: Anlagentyp)	Text	Zusätzliche Informationen zur verbauten Anlage die eine genauere Bestimmung der Einspeisecharakteristik ermöglichen und somit zu einer Verbesserung der Prognose und Hochrechnung führen.
52	Nabenhöhe	AB				Windkraftanlagen	Erz.-Erfassung, Erz.-Prognose	Nabenhöhe der Windkraftanlage	Meter	Zusätzliche Informationen zur verbauten Anlage die eine genauere Bestimmung der Einspeisecharakteristik ermöglichen und somit zu einer Verbesserung der Prognose und Hochrechnung führen.
53	Fernsteuerbarkeit im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements	ANB				Alle NVR	Anpassungsmaßn.	Information, ob eine NVR durch den Netzbetreiber grundsätzlich fernsteuerbar ist (z.B. direkt durch Fernwirktechnik oder Funkrundsteuerung).	Ja/Nein	Nötig zur Bestimmung des maximalen und für einen konkreten Betriebsfall anlagenseitigen Potenzials zur Teilnahme an netzstützenden Gegenmaßnahmen.
54	Direktzugriff des ANB im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements	ANB				Alle NVR	Anpassungsmaßn.	Information, ob im Falle einer gegebenen Fernsteuerbarkeit durch den ANB diese in Form direkter Fernwirksignale an die NVR realisiert wird.	Ja/Nein	Notwendig zur Herstellung eines grundsätzlichen Verständnisses der Funktion eines Netzsicherheitsmanagement und die mögliche Rückwirkung auf den Bilanzausgleich des EIV, dem die NVR zugeordnet ist.
55	Eigenverbrauch	AB				EE-NVR	Erz.-Erfassung, Verb.-Erfassung, Verb.-Prognose	Angabe, ob einer EE-NVR ein Verbraucher zugeordnet ist, der bilanziell mit der Erzeugung verrechnet wird.	Ja/Nein	Benötigt zur Abschätzung des Eigenverbrauchspotentials und damit der residualen Einspeisung der EE-NVR. Beeinflusst aufgrund atypischen Einspeiseverhaltens die Qualität der Prognose und Hochrechnung.
56	Zuordnung eines Speichers	AB				Alle NVR	Erz.-Erfassung, Erz.-Prognose	Angabe, ob eine NVR über einen zugeordneten Speicher verfügt, der die NVR-Leistung (teilweise) aufnehmen kann.	Identifikator des Speichers	Benötigt zur Abschätzung der residualen Einspeisung der NVR. Beeinflusst aufgrund atypischen Einspeiseverhaltens die Qualität der Prognose und Hochrechnung.
57	Nutzbarer Energiegehalt des Speichers	AB				Alle Groß-NVR- und S-NVR-Speicher	Erz.-Erfassung, Erz.-Prognose	Angabe des nutzbaren Energiegehalts eines Speichers.	MWh	Benötigt zur Abschätzung der residualen Einspeisung der NVR. Beeinflusst aufgrund atypischen Einspeiseverhaltens die Qualität der Prognose und Hochrechnung.
58	Wirkungsgrad des Speichers	AB				Alle Groß-NVR- und S-NVR-Speicher	Erz.-Erfassung, Erz.-Prognose	Wirkungsgrad des Speichers	Prozent	Benötigt zur Abschätzung der residualen Einspeisung der NVR. Beeinflusst aufgrund atypischen Einspeiseverhaltens die Qualität der Prognose und Hochrechnung.
59	Maximale Leistung des Speichers	AB				Alle Groß-NVR- und S-NVR-Speicher	Erz.-Erfassung, Erz.-Prognose	Angabe über die maximale Leistung, die der Speicher einspeichern und ausspeichern kann. Falls es sich dabei um abweichende Werte handelt, so sind diese separat anzugeben.	MW	Benötigt zur Abschätzung der residualen Einspeisung der NVR. Beeinflusst aufgrund atypischen Einspeiseverhaltens die Qualität der Prognose und Hochrechnung.
60	Direktvermarktungsanteil	AB				EE-NVR	Erz.-Erfassung, Erz.-Prognose	Anteil der installierten NVR-Leistung in der Vermarktungsform "Direktvermarktung"	Prozent	Berücksichtigung des Einflusses der Vermarktungsform bei der Prognose- und Hochrechnungserstellung durch Unterscheidung von marktabhängigem und dargebotsabhängigem Einspeiseverhaltens.
61	Referenzanlage	ANB				EE-NVR	Erz.-Erfassung, Erz.-Prognose	Angabe, ob EE-NVR als Referenzanlage ausgewiesen ist	Ja/Nein	Referenzanlagen dienen für ähnliche NVR als Grundlage zur Hochrechnung durch Skalierung. Die EE-Hochrechnung wiederum dient als Trainingsgrundlage für die EE-Prognose.
62	Lastflexibilität	EIV				VS mit Lastflexibilitätpotential	Anpassungsmaßn., Sicherst. Systembilanz	Bietet die VS Flexibilität an, es ist die mittlere Höhe der disponiblen Leistung anzugeben (z.B. Lastmanagement im Rahmen der Verordnung zu abschaltbaren Lasten).	MW	Ermittlung des für den ÜNB nutzbaren Maßnahmenportfolios und seiner netztechnischen Wirkung. Berücksichtigung bereitgestellter Flexibilität benötigt zur fehlerfreien Verbrauchserfassung.
63	Kontinuierliche Regelbarkeit im Pumpbetrieb	EIV				Groß-NVR	Anpassungsmaßn.	Sofern es sich bei der NVR um eine Pumpspeichieranlage handelt: Kontinuierliche Regelbarkeit bezeichnet die technische Eigenschaft einer stufenarmen Veränderlichkeit der elektrischen Leistungsaufnahme eines Pumpspeichermaschinensatzes im Pumpbetrieb.	Ja/Nein	Die Übermittlung der Angabe wird benötigt, um den Umfang und die Granularität von Anpassungsmaßnahmen an einer Anlage bezogen auf diesen Betriebszustand beurteilen zu können.
64	Mindestbetriebszeit	EIV				Groß-NVR, NVR mit Redispatchpotenzial	Anpassungsmaßn.	Typischer Zeitraum innerhalb dessen die NVR nach erfolgtem Start mindestens Leistung in das Netz einspeisen muss.	Minuten	Benötigt zur Planung des zeitlichen Einsatzes einer NVR für Anpassungsmaßnahmen unter Einbeziehung erzeugungsdynamischer Randbedingungen bzw. Einschränkungen.
65	Mindeststillstandszeit	EIV				Groß-NVR, NVR mit Redispatchpotenzial	Anpassungsmaßn.	Typischer Zeitraum während dessen die NVR nach erfolgter Netztrennung nicht zum Wiederanfahren zur Verfügung steht.	Minuten	Benötigt zur Beurteilung der zeitlichen Bedingungen einer Wiederanfahrt einer NVR.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	Datum bzw. Information	Stammdatum	Planungsdatum	Onlinedatum	Zählwerte	Objektbezug	Primärdatum für Teilprozess	Datumsbeschreibung	Angabe in der Form	Kurzbegründung Datumsbedarf
66	Anteil beeinflussbare Last	EIV				VS mit Lastflexibilitätpotential	Anpassungsmaßn.	Der beeinflussbare Lastanteil bezeichnet den durchschnittlichen Umfang der elektrischen Wirkleistungsänderung an einer Verbrauchsstelle, der auf Anforderung gezielt (ggf. zeitlich beschränkt) realisiert werden kann.	MW	Die Übermittlung der Angabe wird benötigt, um den Umfang von Anpassungsmaßnahmen beurteilen zu können.
67	Anfahrtszeit vom Kommando bis zur Synchronisation aus Zustand kalt (>48 h Stillstandszeit)	EIV				NVR mit Redispatchpotenzial	Anpassungsmaßn.	Typischer Zeitraum vom Kommando zum Anfahren der Anlage bis zum Zeitpunkt des Beginns der Leistungseinspeisung in das Netz. Dieses gilt für einen Stillstand der Anlage vor Anfahrt von größer als 48h.	Minuten	Benötigt zur Planung der zeitlichen Einsatzverfügbarkeit von Anpassungsmaßnahmen an einer NVR anhand der anlagentechnischen Randbedingungen.
68	Anfahrtszeit bis Synchronisation aus Zustand warm (<48 h Stillstandszeit)	EIV				NVR mit Redispatchpotenzial	Anpassungsmaßn.	Typischer Zeitraum vom Kommando zum Anfahren der Anlage bis zum Zeitpunkt des Beginns der Leistungseinspeisung in das Netz. Dieses gilt für einen Stillstand der Anlage vor Anfahrt von kleiner als 48h.	Minuten	Benötigt zur Planung der zeitlichen Einsatzverfügbarkeit von Anpassungsmaßnahmen an einer NVR anhand der anlagentechnischen Randbedingungen.
69	Hochfahrzeit von Synchronisation bis Mindestenergieleistung aus Zustand kalt (> 48 h Stillstandszeit)	EIV				NVR mit Redispatchpotenzial	Anpassungsmaßn.	Typischer Zeitraum beginnend mit der Netzsynchrisation bis zum Erreichen der Mindestleistung der Anlage. Dieses gilt für einen Stillstand der Anlage vor Anfahrt von größer als 48h.	Minuten	Benötigt zur Planung des zeitlichen Einsatzes von Anpassungsmaßnahmen an einer NVR anhand der anlagentechnischen Randbedingungen.
70	Hochfahrzeit von Synchronisation bis Mindestenergieleistung aus Zustand warm (< 48 h Stillstandszeit)	EIV				NVR mit Redispatchpotenzial	Anpassungsmaßn.	Typischer Zeitraum beginnend mit der Netzsynchrisation bis zum Erreichen der Mindestleistung der Anlage. Dieses gilt für einen Stillstand der Anlage vor Anfahrt von kleiner als 48h.	Minuten	Benötigt zur Planung des zeitlichen Einsatzes von Anpassungsmaßnahmen an einer NVR anhand der anlagentechnischen Randbedingungen.
71	Abfahrzeit ausgehend von der Mindestenergieleistung bis zur Netztrennung	EIV				NVR mit Redispatchpotenzial	Anpassungsmaßn.	Typischer Zeitraum, innerhalb dessen ausgehend von der Mindestwirkleistungseinspeisung eine Netztrennung erreicht wird.	Minuten	Benötigt zur Planung des zeitlichen Einsatzes von Anpassungsmaßnahmen an einer NVR anhand der anlagentechnischen Randbedingungen.
72	Positiver Leistungsgradient	EIV				NVR mit Redispatchpotenzial	Anpassungsmaßn.	Durchschnittliche Leistungsänderungsgeschwindigkeit innerhalb des Leistungsbereiches zwischen Mindestenergieleistung und Nennleistung bei Leistungserhöhung, abgeleitet aus der Zeitdauer der Leistungsänderung zwischen Mindestenergieleistung und Nennleistung	MW/Minute	Benötigt zur Planung des zeitlichen Einsatzes von Anpassungsmaßnahmen an einer NVR anhand der anlagentechnischen Randbedingungen.
73	Negativer Leistungsgradient	EIV				NVR mit Redispatchpotenzial	Anpassungsmaßn.	Durchschnittliche Leistungsänderungsgeschwindigkeit bei Leistungsreduzierung, abgeleitet aus der Zeitdauer der Leistungsänderung zwischen Nennleistung und Mindestenergieleistung.	MW/Minute	Benötigt zur Planung des zeitlichen Einsatzes von Anpassungsmaßnahmen an einer NVR anhand der anlagentechnischen Randbedingungen.