

KURZGUTACHTEN

Auswirkungen des geplanten Messstellenbetriebsgesetzes auf das Energiedatenmanagement für betriebliche Anwendungen und Abrechnungszwecke des Verteilnetzbetreibers

Im Auftrag des BDEW

Aachen, 12.04.2016

Bearbeiter:

Dr. Wolfgang Zander
Dr. Andreas Nolde
Ulrich Rosen

INHALTSVERZEICHNIS

1	Zusammenfassung	5
2	Rahmenbedingungen und Aufgabenstellung	7
2.1	Rahmenbedingungen.....	7
2.2	Aufgabenstellung	7
3	Grundlagen des heutigen Energiedatenmanagements	8
3.1	Erhebung betrieblicher Messdaten	9
3.2	Erhebung abrechnungsrelevanter Messdaten.....	10
3.3	Verteilnetzbilanzierung.....	11
3.4	Bilanzkreismanagement.....	12
3.5	Marktkommunikationsprozesse	12
4	Vorgaben des MsbG-E für das Energiedatenmanagement des Verteilnetzbetreibers	13
4.1	Zuständigkeit des Messstellenbetreibers.....	14
4.2	Umfang der Messwerterhebung	14
4.3	Sternförmige Datenübermittlung.....	14
4.4	Messwertnutzung durch Netzbetreiber	15
5	Änderungen gegenüber der heutigen Situation	16
5.1	Entwicklung der Mengengerüste	16
5.2	Erhebung und Nutzung betrieblicher Daten	17
5.3	Erhebung und Nutzung abrechnungsrelevanter Daten	17
5.4	Verteilnetzbilanzierung.....	18
5.5	Bilanzkreismanagement.....	18
5.6	Marktkommunikationsprozesse	19
6	Bewertung der geplanten Veränderungen	19
6.1	Gewährleistung der Abrechnungsprozesse.....	19
6.2	Sicherstellung des technischen Netzbetriebs	22
6.3	Verbesserung von Verbrauchs- und Erzeugungsprognosen	22
7	Änderungsempfehlungen	23

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Marktkommunikationsprozesse sowie Vorgaben und Abhängigkeiten	13
Abbildung 2: Entwicklung des Mengengerüsts nach den Vorgaben des MsbG-E im Zielszenario 2032 ...	16
Abbildung 3: Verteilung abrechnungsrelevanter Daten (a) heute und (b) zukünftig nach dem MsbG-E	18
Abbildung 4: Vorgeschlagene zukünftige Verteilung (a) abrechnungsrelevanter und (b) betriebs- /prognoserelevanter Daten	24

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS UND DEFINITIONEN

Gesetze

EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
KWK-G	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
MsbG-E	Messstellenbetriebsgesetz (Entwurfassung vom 17.02.2016)

Marktrollen

BIKO	Bilanzkoordinator
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
LF	Lieferant
MDL	Messdienstleister
MSB	Messstellenbetreiber
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber

Marktkommunikationsprozesse

GPKE	Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität
MaBiS	Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom
MPES	Marktprozesse für Erzeugungsanlagen (Strom)
WiM	Wechselprozesse im Messwesen

Messtechnik

eHZ	elektronischer Haushaltszähler zur Erfassung der kumulierten Energie
emZ	elektromechanischer Zähler zur Erfassung der kumulierten Energie (Ferrariszähler)
LGZ	Lastgangzähler: Zähler mit Lastgangregistrierung
mME	moderne Messeinrichtung: eine Messeinrichtung, die den tatsächlichen Elektrizitätsverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt und über ein Smart-Meter-Gateway sicher in ein Kommunikationsnetz eingebunden werden kann

SMGW	Smart-Meter-Gateway: die Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems, die ein oder mehrere moderne Messeinrichtungen und weitere technische Einrichtungen wie insbesondere Erzeugungsanlagen [...] sicher in ein Kommunikationsnetz einbinden kann und über Funktionalitäten zur Erfassung, Verarbeitung und Versendung der Daten verfügt
iMsys	intelligentes Messsystem: eine über ein Smart-Meter-Gateway in ein Kommunikationsnetz eingebundene moderne Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie, das den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt
RLM	registrierende Lastgangmessung: eine mit Lastgangzählern oder Zusatzeinrichtungen ermittelte Reihe fortlaufender Messwerte in lückenlos aufeinander folgenden, äquidistanten Registrierperioden mit Speicherung der Messwerte am Ende jeder Registrierperiode (Standard: Viertelstunden-Intervall)
SLP	Standardlastprofil: repräsentativer Lastverlauf, mit dessen Hilfe über ein statistisch mathematisches Verfahren die Verbräuche in viertelstündlicher Auflösung eines Letztverbrauchers nachgebildet werden
ZSG	Zählerstandgangmessung: die Messung einer Reihe viertelstündig ermittelter Zählerstände von elektrischer Arbeit
Abrechnungswert	Messwert oder Ersatzwert oder ein aus Mess- und Ersatzwerten arithmetisch gebildeter Wert, der zur Abrechnung verwendet werden kann
Ersatzwert	plausibler Wert, der anstelle eines fehlenden, unplausiblen oder vorläufigen Wertes verwendet wird
Messeinrichtung	alle zur Erfassung und Übertragung von Messwerten notwendigen technischen Komponenten an der Messstelle, wie Zähler, Zusatzeinrichtungen, Messwandler sowie Kommunikations-, Tarif- und Steuer-einrichtungen
Messstelle	die Gesamtheit aller Mess-, Steuerungs- und Kommunikationseinrichtungen zur sicheren Erhebung, Verarbeitung und Übermittlung von Messdaten an einem Ort
Messwert	mit einer geeichten Messeinrichtung ermittelter Wert wie Zählerstand, Energiemenge oder mittlere Leistung
Netzzustandsdaten	Frequenz-, Spannungs- und Stromwerte und Phasenwinkel sowie daraus errechenbare oder herleitbare Werte, die zur Ermittlung des Netzzustandes verwendet werden können
Zähler	Messgerät, das allein oder in Verbindung mit anderen technischen Komponenten einer Messstelle für die Ermittlung und Anzeige einer oder mehrerer Messwerte eingesetzt wird
Zählpunkt	Netzpunkt, an dem der Energiefluss messtechnisch erfasst oder in den Fällen des § 18 (1) StromNZV rechnerisch ermittelt oder geschätzt wird
Zählpunktbezeichnung	eindeutige, nicht temporäre, alphanumerische Bezeichnung, die den Zählpunkt identifiziert.

1 ZUSAMMENFASSUNG

Einleitung

In der Zukunft wird der Bedarf an zeitnahen Informationen über Einspeisungen und Entnahmen sowie den Netzzustand insgesamt stark anwachsen. Wesentliche Voraussetzungen dazu werden im geplanten Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende bzw. im Messstellenbetriebsgesetz (MsbG-E) geschaffen.

Mit dem im MsbG-E vorgegebenen Roll-out moderner Messeinrichtungen und intelligenter Messsysteme kommt es zu einem schrittweisen und kompletten Umbau des heutigen Zählerbestandes (Messstellen) von ca. 44,4 Millionen Stück (inkl. Zählern an Erzeugungsanlagen). Bis 2032 sollen davon ca. 6 Millionen Messstellen (entsprechend 13%) über sog. Smart-Meter-Gateways fernauslesbar werden, die anders als die heute fast ausschließlich eingebauten elektromechanischen Zähler den Zeitverlauf der Einspeisung und der Entnahme in Form von Zeitreihen erfassen und den zeitnahen Zugriff auf diese Daten spürbar verbessern können. Der Großteil der zukünftig eingebauten modernen Messeinrichtungen (entsprechend 78%) muss aber weiterhin i.d.R. einmal jährlich vor Ort abgelesen werden.

Im Sinne einer eindeutigen Verantwortlichkeit ist bisher allein der Verteilnetzbetreiber als sog. grundzuständiger Messstellenbetreiber für die Erhebung, Plausibilisierung, Ersatzwertbildung und Versendung („Datendreh Scheibe“) aller abrechnungsrelevanten Daten an die berechtigten Marktteilnehmer zuständig – auch wenn wettbewerbliche Messstellenbetreiber/Messdienstleister in seinem Verteilnetz tätig sind. Dies ist auch insoweit konsequent, als der Verteilnetzbetreiber für die richtige Bilanzkreiszuordnung aller Einspeise- und Entnahmemengen in seinem Netz wirtschaftlich verantwortlich ist. Darüber hinaus hat der Verteilnetzbetreiber auch für den technischen Netzbetrieb bisher uneingeschränkter Zugriff auf die Daten aus allen Messeinrichtungen.

Zukünftig soll die Zuständigkeit für die Erhebung, Plausibilisierung und Ersatzwertvergabe grundsätzlich beim Messstellenbetreiber liegen („Abrechnungsdaten“). Der Übertragungsnetzbetreiber erhält uneingeschränkter Zugriff auf die Einzelzeitreihen der fernauslesbaren Messeinrichtungen innerhalb seiner Regelzone, während der Zugriff des Verteilnetzbetreibers auf die fernauslesbaren Messeinrichtungen in seinem Verteilnetz eingeschränkt ist.

Zusammenfassung

1. Abrechnungsrelevante Daten

Die im MsbG-E vorgesehene Änderung der Zuständigkeit für die Qualitätssicherung und Übermittlung abrechnungsrelevanter Daten steht im Gegensatz zu der verbleibenden Verantwortung des Verteilnetzbetreibers für die richtige Zuordnung aller Entnahme- und Einspeisemengen im Sinne der verschiedenen Abrechnungsaufgaben. Für eine Fehlerklärung müssen regelmäßig technische Netzinformationen mit Daten aus Messeinrichtungen korreliert werden, was bislang innerhalb des Verteilnetzbetreibers abgewickelt wurde. Nach dem Konzept des MsbG-E verfügt der Verteilnetzbetreiber standardmäßig nicht mehr über alle zur Fehlerklärung bei fernauslesbaren Messeinrichtungen notwendigen Informationen, sondern muss sich in schnittstellenintensiven und zeitaufwändigen Klärungsprozessen mit dem Übertragungsnetzbetreiber (Aggregator der Einzelzeitreihen) und dem Messstellenbetreiber (Lieferant der Einzelzeitreihen und Energiemengen) abstimmen.

Fazit: Die im MsbG-E vorgesehene Änderung der Zuständigkeit für die Qualitätssicherung und Übermittlung abrechnungsrelevanter Daten ist unnötig, erzeugt keinen Zusatznutzen, ist ineffizient und somit kontraproduktiv für alle Akteure.

2. Betriebsrelevante Daten

Der Zugriff des Verteilnetzbetreibers auf betriebsrelevante Daten, hierzu gehören auch die Einspeise- und Entnahmezeitreihen aus den fernauslesbaren Messeinrichtungen, ist gemäß MsbG-E eingeschränkt. Der Verteilnetzbetreiber benötigt wegen der zunehmenden Volatilität von Einspeisung und Entnahme zukünftig aber für einen sicheren und effizienten Netzbetrieb sowie eine vorausschauende Netzplanung zwingend erheblich mehr und zeitnähere Informationen – über die im MsbG-E zugesicherten Netzzustandsdaten hinaus. Das für die Umsetzung der Energiewende anzustrebende neue Marktdesign sieht im Rahmen des Smart-Grid-Konzeptes als Kernbestandteil die Steuerung von Flexibilitäten durch den Verteilnetzbetreiber zur effizienten Netzbewirtschaftung vor. Auch in diesem Zusammenhang sinnvolle neue dynamische Netztafrierungsmodelle benötigen den Zugriff des Netzbetreibers auf die Einzelzeitreihen.

Fazit: Der eingeschränkte Datenzugriff des Verteilnetzbetreibers auf Einzelzeitreihen konterkariert das Konzept intelligenter Verteilnetze und erzeugt Ineffizienzen.

3. Prognoserelevante Daten

Im MsbG-E ist vorgesehen, dass der Übertragungsnetzbetreiber einen direkten Zugriff auf Einzelzeitreihen und Netzzustandsdaten aus den intelligenten Messsystemen erhält. Diese Informationen soll er einerseits zur erweiterten Netzbeobachtung in Hinblick auf die Systemstabilität nutzen und andererseits als prognoserelevante Daten zur Verbesserung der Qualität der Erzeugungsprognose für die Vermarktung der EEG-Einspeisungen verwenden. Die Bilanzkreisverantwortlichen erhalten vom Übertragungsnetzbetreiber aggregierte Einzelzeitreihen, damit diese ihre Bilanzkreisbewirtschaftung optimieren können. Eine gleichwertige Lösung kann erreicht werden, wenn der Verteilnetzbetreiber den Zugriff auf die Einzelzeitreihen aller in seinem Netz fernauslesbaren Messstellen erhält, diese qualitätssichert, aggregiert und als Summenzeitreihe je Bilanzkreis täglich an den Übertragungsnetzbetreiber und über ihn an die Bilanzkreisverantwortlichen übermittelt (ähnlich den heute gültigen MaBiS-Prozessen).

Fazit: Prognoserelevante Daten sind wichtig für die Übertragungsnetzbetreiber im Hinblick auf die Systemstabilität, die Prognosequalität zur EEG-Vermarktung sowie die Bilanzkreisbewirtschaftung. Diese Verbesserung wäre aber auch erreichbar, wenn der Verteilnetzbetreiber die Übermittlung der aggregierten Daten übernimmt.

2 RAHMENBEDINGUNGEN UND AUFGABENSTELLUNG

2.1 Rahmenbedingungen

Zur Umsetzung der Energiewende ist eine umfangreiche Umgestaltung der gesetzlichen Rahmenbedingungen erforderlich. Die Änderung der Rahmenbedingungen betreffen mit dem Strommarktgesetz den Energiemarkt im engeren Sinne, des Weiteren sollen neben dem hier näher beleuchteten Digitalisierungsgesetz bzw. dessen Kernbaustein, dem Messstellenbetriebsgesetz (MsbG-E), diverse weitere Bereiche der Energiegesetzgebung bis zur parlamentarischen Sommerpause 2016 reformiert werden. Dringend anstehende Reformbereiche wie die Netzentgeltsystematik, die Rollendefinition der Marktteilnehmer, die Erhebung und der Austausch von weiteren Strommarktdaten sollen hingegen aufgeschoben werden. Für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende ist es aber erforderlich, dass alle Elemente der Rahmenbedingungen aufeinander abgestimmt sind und einen insgesamt kohärenten Ordnungsrahmen bilden.

In der Zukunft wird nicht nur die volatile dezentrale Erzeugung weiter zunehmen, sondern auch flexible Verbraucher und Speicher werden die Netzbelastung sowie die Erzeugungssituation stark verändern. Der Bedarf an Informationen über den tatsächlichen Zeitverlauf der Einspeisungen und Entnahmen wird für alle Akteure daher stark anwachsen. Wesentliche Voraussetzungen dazu werden im MsbG-E geschaffen.

Mit dem im MsbG-E vorgegebenen Roll-out moderner Messeinrichtungen und intelligenter Messsysteme kommt es zu einem schrittweisen und kompletten Umbau des heutigen Zählerbestandes (Messstellen) von ca. 44,4 Millionen Stück (inkl. Zählern an Erzeugungsanlagen). Bis 2032 sollen davon ca. 6 Millionen Messstellen über sog. Smart-Meter-Gateways fernauslesbar werden, die anders als die heute fast ausschließlich eingebauten elektromechanischen Zähler den Zeitverlauf der Einspeisung und der Entnahme in Form von Zeitreihen erfassen und den zeitnahen Zugriff auf diese Daten spürbar verbessern können.

Im Sinne einer eindeutigen Verantwortlichkeit ist bisher allein der Verteilnetzbetreiber als sog. grundzuständiger Messstellenbetreiber für die Erhebung, Plausibilisierung, Ersatzwertbildung und Versendung („Datendrehzscheibe“) aller abrechnungsrelevanten Daten an die berechtigten Marktteilnehmer zuständig – auch wenn wettbewerbliche Messstellenbetreiber/Messdienstleister in seinem Verteilnetz tätig sind. Dies ist auch insoweit konsequent, als der Verteilnetzbetreiber für die richtige Bilanzkreiszuordnung aller Einspeise- und Entnahmemengen in seinem Netz wirtschaftlich verantwortlich ist. Darüber hinaus hat der Verteilnetzbetreiber auch für den technischen Netzbetrieb bisher uneingeschränkter Zugriff auf die Daten aus allen Messeinrichtungen.

Das MsbG-E sieht für das gesamte Datenmanagement zwischen den Marktakteuren umfangreiche Veränderungen vor. Zukünftig soll insbesondere die Zuständigkeit für die Erhebung, Plausibilisierung und Ersatzwertvergabe grundsätzlich beim Messstellenbetreiber liegen („Abrechnungsdaten“). Der Übertragungsnetzbetreiber erhält dazu uneingeschränkter Zugriff auf die Einzelzeitreihen der fernauslesbaren Messeinrichtungen innerhalb seiner Regelzone, während der Zugriff des Verteilnetzbetreibers auf die fernauslesbaren Messeinrichtungen in seinem Verteilnetz stark eingeschränkt ist.

2.2 Aufgabenstellung

Der BDEW hat BET beauftragt, in einem Kurzgutachten die Auswirkungen des „Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende“ auf das Energiedatenmanagement für betriebliche Anwendungen und Abrechnungszwecke des Verteilnetzbetreibers zu analysieren.

Es soll geprüft werden, ob und inwieweit die vorgesehenen Veränderungen die Umsetzung der Energiewende in effizienter Weise unterstützen und ob vorzugswürdige alternative Ausgestaltungsvarianten bestehen. In der bisherigen öffentlichen Diskussion werden negative Auswirkungen des MsbG-E vor allem auf die Tätigkeit der Verteilnetzbetreiber thematisiert. Das vorliegende Gutachten betrachtet die wesentlichen Auswir-

kungen auf alle relevanten Marktteilnehmer, im Fokus stehen jedoch wegen der besonderen Betroffenheit die Wirkungen auf die Verteilnetzbetreiber.

Im ersten Schritt werden die Grundlagen des heutigen Energiedatenmanagements dargestellt und erläutert. In Abgrenzung hierzu werden in den nächsten beiden Kapiteln die Vorgaben des MsbG-E und die Veränderungen zur heutigen Situation beschrieben. Im nachfolgenden Schritt erfolgt eine Bewertung der im MsbG-E vorgesehenen Änderungen hinsichtlich ihrer Effektivität und Effizienz. Abschließend wird herausgearbeitet, in welchen Bereichen alternative Ausgestaltungen sinnvoll sind. Auf eine vertiefte Beschreibung von alternativen Ausgestaltungsvarianten wird im Rahmen dieses Kurzgutachtens verzichtet.

Bei dem vorliegenden Gutachten handelt es sich nicht um eine juristische Bewertung des MsbG-E, sondern um die energiewirtschaftliche Analyse und Bewertung der daraus resultierenden Veränderungen im Vergleich zur heutigen Situation und unter Berücksichtigung zu erwartender Entwicklungen. Das MsbG-E lässt an verschiedenen Stellen Interpretationsspielräume zu oder ermächtigt die Bundesnetzagentur zur Festlegung von Übergangslösungen oder Präzisierungen. Für die Erstellung des Gutachtens werden daher die folgenden Annahmen getroffen:

- Die Analyse und Bewertung erfolgt jeweils bezogen auf die einzelne Marktrolle – unabhängig von einem faktisch möglichen Zusammenfallen innerhalb desselben Unternehmens. Auch wenn das MsbG-E keine explizite Pflicht zum informatorischen Unbundling vorsieht, wird ein diskriminierungsfreier Umgang mit sensiblen Informationen unterstellt.
- Die heutige Situation wird verglichen mit dem „Zielszenario 2032“ d. h. nach vollständig umgesetztem Roll-out intelligenter Messsysteme und moderner Messeinrichtungen. Der Messstellenbetreiber ist gemäß Zielszenario im Rahmen seiner Grundzuständigkeit dann für alle Messeinrichtungen zuständig.
- Im Zusammenhang mit dem Gebot zur Datensparsamkeit ist bei der Datenübermittlung aus den Smart-Meter-Gateways im MsbG-E für bestimmte Zwecke eine Unterscheidung von Regelfall („standardmäßig“) und Ausnahmefall („auf Verlangen“) vorgenommen. Es wird davon ausgegangen, dass dieses „Verlangen“ für jede betroffene Messeinrichtung einzeln begründet werden muss und nicht pauschal für alle ähnlichen Fälle beantragt werden kann.

3 GRUNDLAGEN DES HEUTIGEN ENERGIEDATENMANAGEMENTS

Die folgenden Erläuterungen zu den Grundlagen des heutigen Energiedatenmanagements werden vorangestellt, um die anschließend beschriebenen Veränderungen durch das MsbG-E besser nachvollziehen zu können.

Dabei wird aus Gründen der Vereinfachung unterstellt, dass der Verteilnetzbetreiber auch gleichzeitig der grundzuständige Messstellenbetreiber/Messdienstleister ist – daneben kann es wettbewerbliche Messstellenbetreiber/Messdienstleister geben, auf die an dieser Stelle aber nicht weiter eingegangen wird. Ebenso wird unterstellt, dass der Lieferant von Endkunden gleichzeitig auch Bilanzkreisverantwortlicher ist – diese Marktrollenidentität muss nicht zwingend gegeben sein. Auch die Rollenidentität von Übertragungsnetzbetreiber (unter dem Aspekt des technischen Netzbetriebs) und Bilanzkoordinator (unter dem Aspekt der Beschaffung und Abrechnung von Regel- und Ausgleichsenergie) wird aus Vereinfachungsgründen nicht thematisiert.

Das Energiedatenmanagement dient grundsätzlich drei unterschiedlichen Funktionen mit z. T. divergierenden Anforderungen:

1. Abrechnung: Bereitstellung von Ausgangsdaten für die Abrechnung der Netznutzung, EEG-/KWKG-Einspeisung, Bilanzkreisabweichung etc.

2. Netzbetrieb: Bereitstellung von Zeitreihen und Netzzustandsdaten zur Netzbelastung
3. Prognose: Bereitstellung von Entnahme- und Einspeisezeitreihen.

Grundsätzlich müssen alle Entnahmestellen und Einspeisestellen in einem Netz („Zählpunkte“) mit einer den eichgesetzlichen Vorgaben entsprechenden Messeinrichtung („Zähler“) ausgestattet sein. In Deutschland sind dies aktuell ca. 44,4 Millionen Messeinrichtungen. Gemäß den etablierten Marktrollen ist der Messstellenbetreiber zuständig für Einbau, Betrieb und Wartung der Messeinrichtungen unter Einhaltung u. a. der eichrechtlichen Anforderungen. Dies umfasst sowohl die heute fast ausschließlich eingesetzten elektromechanischen Ferrarisähler bzw. elektronischen Haushaltszähler (mit kumulierter Verbrauchsanzeige bei Endkunden < 100.000 kWh/a), die elektronischen Lastgangzähler (mit Anzeige/Speicherung der 15-minütlichen Verbrauchsmittelwerte bei Endkunden > 100.000 kWh/a) sowie die gemäß MsbG-E zukünftig einzubauenden modernen Messeinrichtungen (elektronische Zähler mit Anzeige/Speicherung der 15-minütlichen Zählerstände) und intelligenten Messsysteme (bestehend aus einer oder mehreren mit einem fernauslesbaren Smart-Meter-Gateway verbundenen modernen Messeinrichtung).

Die Aufgabe des Messdienstleisters umfasst einerseits die Fernauslesung der heutigen elektronischen Lastgangzähler und der zukünftigen intelligenten Messsysteme. Dabei entstehen Einspeise- oder Entnahmezeitreihen in 15-minütlicher Auflösung. Andererseits ist er zuständig für die i. d. R. jährliche Vor-Ort-Ablesung des aktuellen Zählerstands bei den heutigen elektromagnetischen Ferrarisählern bzw. elektronischen Haushaltszählern und den zukünftigen modernen Messeinrichtungen. Dabei entstehen die Einspeise- oder Entnahmemengen rechnerisch aus den Zählerstanddifferenzen.

Die Messwerte werden anschließend dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Messeinrichtung angeschlossen ist, zur Verfügung gestellt. Abhängig vom Verwendungszweck ergeben sich dabei ganz unterschiedliche Anforderungen an die Daten in Bezug auf Genauigkeit und Validität sowie die zeitliche Verfügbarkeit. Wesentliche Unterschiede ergeben sich zwischen abrechnungsrelevanten und betrieblichen Aufgaben.

3.1 Erhebung betrieblicher Messdaten

Das Übertragungsnetz ist auch heute schon mit umfassender Mess- und Steuerungstechnik ausgestattet, die auf Basis von historischen und aktuellen Netzzustandsdaten entsprechende Simulationen und steuernde Eingriffe ermöglichen. In den Verteilnetzen war die Notwendigkeit zur detaillierteren Netzzustandserfassung und zur Fernsteuerung von Verbrauchern und Erzeugern historisch bedingt nur in einem geringen Umfang erforderlich: Es gab nur wenige dezentrale Erzeugungsanlagen, es gab kaum Netzengpässe, die steuernde Eingriffe erforderten und der Lastfluss war eindeutig von den Großkraftwerken im Übertragungsnetz in Richtung der Verbraucher im Verteilnetz gerichtet. Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreiber können bisher eigenständig nach Maßgabe der betrieblichen Erfordernisse über den Einbau der erforderlichen Mess- und Steuerungstechnik entscheiden und haben die alleinigen Zugriffsrechte auf die betrieblichen Messdaten.

Mit der massiven Zunahme der dezentralen Erzeugung in den letzten Jahren (der weitaus größte Anteil der etwa 1,5 Millionen EEG-/KWKG-Anlagen ist in den Verteilnetzen angeschlossen) entsteht sowohl in den Verteilnetzen als auch im Übertragungsnetz der Bedarf nach mehr und aktuelleren Netzzustandsinformationen, um die Systemstabilität insgesamt sicherstellen zu können. Die Verteilnetze stellen sich aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers immer stärker als „Black Box“ dar. Aufgrund der immer öfter auftretenden Lastumkehr (aus dem Verteilnetz wird Strom in das Transportnetz zurückgespeist), kommt daher der Verbesserung der Einspeiseprognose für fluktuierende Erzeuger (PV, Wind) eine entscheidende Bedeutung sowohl für den Verteilnetzbetreiber als auch für den Übertragungsnetzbetreiber zu.

Heute erfolgt zur Einspeiseprognose für EEG-Anlagen die Datenbereitstellung durch den Verteilnetzbetreiber überwiegend auf Basis einzelner, repräsentativer und mit einer Lastgangmessung ausgestatteter PV- und Windanlagen mit anschließender Hochrechnung auf die Gesamtheit aller nicht lastganggemessenen EEG-Anlagen. Der Übertragungsnetzbetreiber erhält vom Verteilnetzbetreiber dazu eine jährliche Mengen-

prognose je Anlage „ex ante“ und eine monatliche Aggregation der gemessenen/berechneten 15-minütlichen Einspeisezeitreihen im Zuge der Verteilnetzbilanzierung „ex post“ (siehe Abschnitt 3.3).

Im Hinblick auf die Sicherstellung der Systemstabilität und die vorgeschriebene Vermarktung der eingespeisten und nach EEG geförderten Anlagen benötigt der Übertragungsnetzbetreiber aber zusätzlich eine tägliche/untertägige Einspeiseprognose. Dazu verwendet er sowohl die Daten der Verteilnetzbetreiber, aber insbesondere auch aktuelle Messwerte aus direkt in seinem Netz angeschlossenen großen EEG-Anlagen sowie Wetterdaten.

Darüber hinaus wird der Anteil an sogenannten „Prosumern“ (z. B. Haushalte mit PV-Anlage, Batteriespeicher, Elektrofahrzeug, Elektrowärmepumpe), die Flexibilitäten bei Erzeugung und/oder Verbrauch anbieten können, weiter zunehmen. Um diese Flexibilitäten auch für Netzbetreiber nutzbar zu machen, sind einerseits zusätzliche betriebliche Daten (aktuelle Entnahme-/Einspeiseleistungen, Ladezustände von Batteriespeichern etc.) und Steuerungsmöglichkeiten erforderlich und andererseits müssen finanzielle Anreizsysteme für netzdienliches Verhalten des Endkunden bestehen, deren Einhaltung überprüfbar sein muss.

Aus den vorstehenden Gründen müssen Mess- und Steuerungstechnik in den Verteilnetzen ausgebaut sowie die zeitnahe Verfügbarkeit von Netzzustandsdaten und Einspeise-/Entnahmezeitreihen über uneingeschränkten Zugriff für Verteilnetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber verbessert werden, um die betrieblichen Anforderungen im Hinblick auf die Systemstabilität zu erfüllen. Die Genauigkeit der Daten ist hier weniger relevant als der unmittelbare Zugriff auf die Daten. Der Datenbedarf ist dabei von unterschiedlichen Faktoren abhängig, wie beispielsweise kritischen Belastungspunkten im Netz oder dem netzdienlichen Steuerungsbedarf.

Auch für die mittel- und langfristige Netzplanung kommt dem Zugriff auf die Zeitreihen der Einspeise- und Entnahmestellen zukünftig eine steigende Bedeutung zu. Bislang liegen nur wenige Erfahrungswerte für die Zeitverläufe des Energieflusses im Nieder- und Mittelspannungsnetz vor. Dabei spielt die Durchmischung der individuellen Lastverläufe eine große Rolle, d. h., die Summe der Einzelhöchstlasten der Einspeiser und Entnehmer liegt deutlich über der durchmischten Gesamtbelastung des Netzes. Darüber hinaus werden sich die Energieflüsse gerade im Nieder- und Mittelspannungsnetz durch fluktuierende Einspeisungen und flexible Lasten stark verändern. Reine kumulierte Jahresarbeitswerte und individuelle Lastspitzen reichen als Grundlage für eine effiziente Netzplanung zukünftig nicht aus, vielmehr ist die Durchmischung der verschiedenen Last- und Einspeiseverläufe viel intensiver als im bisherigen eher statischen Energiesystem zu analysieren. Dies ist auch Gegenstand einer Reihe öffentlich geförderter Forschungs- und Pilotprojekte. Der Verteilnetzbetreiber ist daher für eine effiziente Planung im Verteilnetz zukünftig verstärkt auf zeitlich aufgelöste Messungen von Einspeisung und Entnahme angewiesen.

3.2 Erhebung abrechnungsrelevanter Messdaten

Für die Bereitstellung abrechnungsrelevanter Daten ist aktuell jeweils der Netzbetreiber verantwortlich, an dessen Netz der Zählpunkt angeschlossen ist. Er ist als „Datendrehscheibe“ auch für die Prüfung und Qualitätssicherung von Zählerständen, Energiemengen und Zeitreihen verantwortlich, die wettbewerbliche Messstellenbetreiber/Messdienstleister ihm übermittelt haben. Abrechnungsrelevante Daten haben eine hohe Anforderung an die Genauigkeit und Validität.

Die vom Verteilnetzbetreiber selbst oder von wettbewerblichen Messstellenbetreibern/Messdienstleistern erhobenen Zeitreihen und Zählerstände („aufbereitete Daten“) werden hinsichtlich Vollständigkeit und Plausibilität durch den Verteilnetzbetreiber geprüft und bei Bedarf mit Ersatzwerten gemäß den Regeln des Metering Code ergänzt. Hierfür verfügt er aktuell sowohl über alle technischen Anschlussinformationen für jeden individuellen Messpunkt als auch die zugehörigen historischen Messdaten. Wie in Abschnitt 3.3 näher erläutert wird, ist er zudem als Vertragspartner der Lieferanten in den sog. Lieferantenrahmenverträgen verantwortlich für die primäre Zuordnung der Messstellen zu den Bilanzkreisen. Das Ergebnis sind abrechnungsrelevante Mengen bzw. Zeitreihen („Abrechnungsdaten“).

Auf Basis dieser qualitätsgesicherten Energiemengen und Einspeise-/Entnahmezeitreihen ist der Verteilnetzbetreiber in der Lage, alle für die Abrechnung der Netznutzung, der EEG-/KWKG-Einspeisungen, der Steuern, Konzessionsabgaben etc. erforderlichen Verbrauchsmengen und Leistungswerte zu ermitteln bzw. den weiteren Akteuren (Lieferant, Bilanzkoordinator etc.) die erforderlichen Daten für alle weiteren Abrechnungsprozesse zur Verfügung zu stellen.

Die Verantwortlichkeit für die abrechnungsrelevanten Daten geht Hand in Hand mit dem wirtschaftlichen Risiko bei Datenfehlern, für die der Verteilnetzbetreiber gerade stehen muss (siehe Abschnitt 3.3). Für den Clearingprozess bei Unstimmigkeiten in den Zeitreihen stehen dem Verteilnetzbetreiber die Messwerte aller Entnahmen und Einspeisungen in seinem Netz inkl. der Zuordnung zu Bilanzkreisen und die zugrundeliegenden technischen Anschlusssituationen zur Verfügung.

3.3 Verteilnetzbilanzierung

Auf Basis qualitätsgesicherter und vollständiger Zeitreihen aller Netzbetreiber einer Regelzone werden die unvermeidbar auftretenden Differenzmengen zwischen der Summe aller geplanten Einspeisungen und der Summe aller tatsächlichen Entnahmen festgestellt. Zur jederzeitigen Sicherstellung der Systemstabilität werden diese Differenzmengen untertätig vom Übertragungsnetzbetreiber physikalisch durch die Bereitstellung von Regelenergie ausgeglichen und nachträglich in Form von Ausgleichsenergie mit den verursachenden Bilanzkreisen abgerechnet (siehe Abschnitt 3.4).

Dazu schließt der Verteilnetzbetreiber vom Grundsatz her mit allen Unternehmen („Lieferanten“), die innerhalb seines Verteilnetzes Strom an Endkunden liefern oder Strom aus Erzeugungsanlagen abnehmen, sogenannte Lieferantenrahmenverträge ab. In diesem Lieferantenrahmenvertrag wird u. a. geregelt, dass der Lieferant dem Verteilnetzbetreiber für jede ihm über entsprechende Lieferverträge mit Endkunden zugeordnete Entnahme-/Einspeisestelle einen beim Übertragungsnetzbetreiber bestehenden Bilanzkreis benennen muss. Mit dieser Information kann der Verteilnetzbetreiber die gemessenen Entnahmen/Einspeisungen eindeutig einem Bilanzkreis zuordnen und diese an den Übertragungsnetzbetreiber übermitteln.

Damit die Gesamtbilanz für die Regelzonen rechnerisch aufgeht, muss der Verteilnetzbetreiber jede in sein Stromnetz eingespeiste Kilowattstunde (aus dem vorgelagerten Stromnetz oder aus in seinem Netz angeschlossenen Erzeugungsanlagen) und jede in seinem Stromnetz entnommene Kilowattstunde verursachungsgerecht den Bilanzkreisen zuordnen. Dies erfolgt in Form von Einzelzeitreihen mit 15-minütlicher Auflösung, die u. a. nach Zeitreihentyp (berechnete Lastprofilzeitreihen, tatsächlich gemessene Zeitreihen) zu sogenannten Bilanzkreissummenzeitreihen aggregiert und an den Übertragungsnetzbetreiber monatlich nachträglich übermittelt werden. Der Übertragungsnetzbetreiber in seiner Marktrolle als Bilanzkoordinator nimmt die Bilanzkreissummenzeitreihen aller Verteilnetzbetreiber in seiner Regelzonen entgegen und aggregiert sie auf die einzelnen Bilanzkreise. Die dafür geltenden Marktkommunikationsprozesse (MaBiS) stellen diesen monatlichen Datenaustausch sicher. Die Bilanzkreiszeitreihen sind ein wesentlicher Bestandteil für die verursachungsgerechte Abrechnung der Ausgleichsenergie.

Bei den heutigen elektromagnetischen Ferrariszählern bzw. elektronischen Haushaltszählern und den zukünftigen modernen Messeinrichtungen werden die erforderlichen Zeitreihen mit 15-minütlicher Auflösung unter Verwendung einer Jahresverbrauchsprognose und sogenannter Standardlastprofile (statistisch ermittelte zeit-, typtag- und kundensegmentabhängige Verteilungsfunktion) rechnerisch bestimmt. Die damit verbundenen Ungenauigkeiten im Vergleich zu tatsächlich gemessenen Zeitreihen werden im Hinblick auf die Kosten-/Nutzen-Relation bisher für Endkunden < 100.000 kWh/a in Kauf genommen und werden gemäß MsbG-E für Endkunden < 6.000 kWh/a auch über das Jahr 2032 hinaus bestehen bleiben.

Die Verwendung von Standardlastprofilen sowie die unvermeidbaren technischen Netzverluste, die ebenfalls rechnerisch bestimmt werden, führen dazu, dass in jedem Verteilnetz Differenzmengen entstehen, die zusätzlich zu den Netzverlusten ebenfalls in Form einer Zeitreihe in einen gesonderten Bilanzkreis des Netzbetreibers übermittelt werden. Die Differenzmengen unterliegen einer Überwachung durch die Übertragungs-

netzbetreiber bzw. die Regulierungsbehörden und werden abhängig von Höhe und Häufigkeit des Auftretens ggf. pönalisiert.

3.4 Bilanzkreismanagement

Der Übertragungsnetzbetreiber schließt vom Grundsatz her mit allen Unternehmen (sogenannte „Bilanzkreisverantwortliche“), die innerhalb seiner Regelzone Strom einspeisen (Kraftwerksbetreiber), Strom handeln oder Strom an Endkunden liefern (Händler) sowie großen Netzbetreibern (nur bei > 100.000 Netzkunden) sogenannte Bilanzkreisverträge ab. In diesen Bilanzkreisverträgen wird u. a. geregelt, dass der Bilanzkreisverantwortliche seinen Stromeinkauf und Stromverkauf im Saldo über alle von ihm zu benennenden Einspeise- und Entnahmestellen so gut aufeinander abstimmen muss, dass die unvermeidbar auftretenden Differenzmengen möglichst gering sind („Bilanzkreistreue“) und dass er im Falle von Differenzmengen die anfallenden Ausgleichsenergiekosten dem Übertragungsnetzbetreiber erstattet.

Dazu führt der Übertragungsnetzbetreiber für jeden Bilanzkreis ein Bilanzkonto, auf dem die von den Verteilnetzbetreibern für diesen Bilanzkreis übermittelten Zeitreihen getrennt nach Entnahme und Einspeisung aufsummiert werden. Sofern der Lieferant den Strombedarf für die Summe seiner Endkunden nicht vollständig mit eigenen Kraftwerken decken kann, muss er die fehlenden Mengen bei anderen Unternehmen (Händler, Kraftwerksbetreiber, Strombörse) zukaufen, um der vertraglichen Verpflichtung nach einem ausgeglichenen Bilanzkreis nachzukommen.

Im Rahmen des Strombeschaffungs- und Bilanzkreismanagements müssen Lieferanten daher frühzeitig (i. d. R. 2 bis 3 Jahre vorher) ihren Stromeinkauf starten und spätestens am Vortag des tatsächlichen Liefer-tages abschließen. Dazu müssen sie den Bedarf ihrer Endkunden möglichst genau prognostizieren, um das Risiko von Ausgleichsenergiekosten zu minimieren. Diese Prognosen erfolgen mindestens täglich und basieren überwiegend auf den historischen Verbrauchszeitreihen, die die Verteilnetzbetreiber über die Übertragungsnetzbetreiber den Bilanzkreisverantwortlichen monatlich nachträglich übermittelt haben (siehe Abschnitt 3.1), sowie auf externen Einflussfaktoren (Wetter, Feiertage etc.). Aufgrund der monatlichen Prozesse (MaBiS) bedeutet dies, dass die aktuellsten Zeitreihen, die für eine Prognose verwendet werden können, bereits ca. 10 bis 40 Tagen alt sind und aktuelle Veränderungen im Kundenverhalten damit u. U. nicht bekannt sind.

Der Bilanzkreisverantwortliche muss die vom Übertragungsnetzbetreiber monatlich übermittelten Entnahme-/Einspeisezeitreihen sowie die resultierende Differenzzeitreihe für seinen Bilanzkreis prüfen und bestätigen. Somit sind alle Voraussetzungen erfüllt, damit der Übertragungsnetzbetreiber die Abrechnung der Ausgleichsenergiekosten mit allen Bilanzkreisen vornehmen kann.

3.5 Marktkommunikationsprozesse

Mit der Liberalisierung des Strommarktes wurde auf Basis des EnWG und der entsprechenden Verordnungen das Markttrollenmodell erarbeitet, die erforderlichen Musterverträge entwickelt und die sogenannten Marktkommunikationsprozesse schrittweise etabliert. Dies ist erforderlich, um ein massengeschäftstaugliches Zusammenspiel aller Marktteilnehmer sicherzustellen.

In den letzten Jahren sind dazu durch die Bundesnetzagentur standardisierte Geschäftsprozesse vorgegeben worden, die bzgl. der Prozessschritte, Informationsinhalte und Fristen nach Erfordernis und bzgl. der Datenformate zyklisch angepasst werden.

Grundsätzlich ist dabei zwischen Wechselprozessen und Bilanzierungsprozessen zu unterscheiden:

- In den stromseitigen Wechselprozessen (GPKE, WiM, MPES) wird sichergestellt, dass die Zuordnung von Zählpunkten (Endkunden) zu den beteiligten Marktpartnern wie Messstellenbetreiber, Netzbetreiber, Lieferant und Bilanzkreisverantwortlichem anhand des Stammdatenaustauschs ein-

deutig ist. Darin werden auch Verbrauchsdaten als Basis für die Netz- und Vertriebsabrechnung übermittelt.

- In den stromseitigen Bilanzierungsprozessen (MaBiS) werden sämtliche Einspeisungen und Entnahmen in 15-minütlicher Auflösung im Rahmen der Verteilnetzbilanzierung den Bilanzkreisen zugeordnet und an den Übertragungsnetzbetreiber übermittelt.

Ein Teil der vorstehenden Prozesse sind immer auch Clearingprozesse, die eine geordnete Aufklärung von aufgetretenen Datenfehlern sicherstellt. Die Marktkommunikationsprozesse bauen aufeinander auf und enthalten Querverweise, so dass Änderungen eines Prozesses oft auch Änderungen in anderen Prozessen erfordern. Im Laufe der Jahre ist eine weitgehende Analogie zwischen den Marktkommunikationsprozessen für Strom und für Gas erreicht worden.

Eine maßgebliche Grundlage für alle Prozesse ist die alleinige Verantwortung des Verteilnetzbetreibers („Letztverantwortung“) i. S. d. Qualitätssicherung und Versendung abrechnungsrelevanter Mengen und Zeitreihen. Damit ist auch klar geregelt, dass der Verteilnetzbetreiber verpflichtet ist, das Clearing bei aufgetretenen Fehlern mit den Marktpartnern durchzuführen.

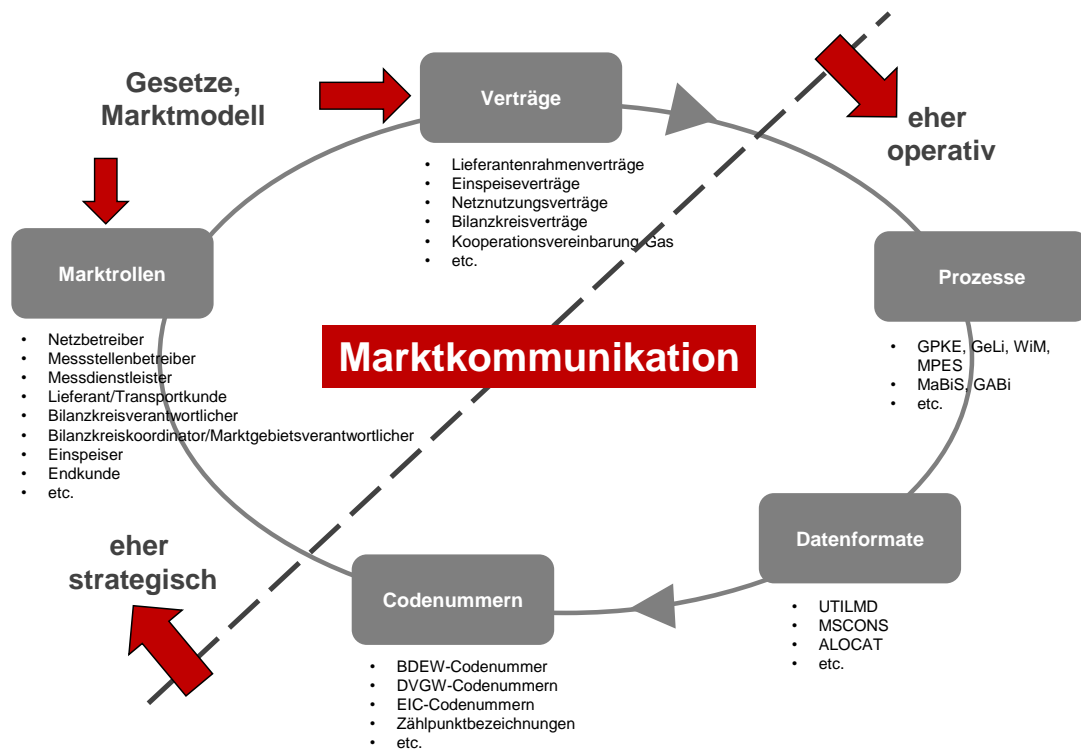


Abbildung 1: Marktkommunikationsprozesse sowie Vorgaben und Abhängigkeiten

4 VORGABEN DES MSBG-E FÜR DAS ENERGIEDATENMANAGEMENT DES VERTEILNETZBETREIBERS

Das MsbG-E regelt im Kontext des übergeordneten Gesamtvorhabens zur Digitalisierung der Energiewende die Zuständigkeit und Aufgaben des Messstellenbetreibers insgesamt neu. Art und Umfang der Messdatenerhebung, die zulässigen Verwendungszwecke und die Übermittlungswege insbesondere der Messdaten aus fernauslesbaren intelligenten Messsystemen sollen restriktiv im Sinne des Datenschutzes gestaltet werden. Nachstehend werden die wesentlichen Regelungen im MsbG-E bezogen auf das Energiedatenmanagement des Verteilnetzbetreibers für betriebsrelevante und abrechnungsrelevante Zwecke benannt.

4.1 Zuständigkeit des Messstellenbetreibers

Solange keine Übertragung der Zuständigkeit erfolgt, ist der Verteilnetzbetreiber der grundzuständige Messstellenbetreiber (§§ 3 und 4 MsbG-E). Wie bisher ist der Messstellenbetreiber für den Einbau, den Betrieb und die Wartung der Messeinrichtungen zuständig. Neu geregelt werden die Anforderungen an die Erfassung, Aufbereitung und fristgerechten Verteilung der Messwerte im Kontext der Einführung moderner Messeinrichtungen und intelligenter Messsysteme. Der Messstellenbetreiber übernimmt dabei auch die Funktion des Smart-Meter-Gateway-Administrators.

4.2 Umfang der Messwerterhebung

Energiemesswerte

Es sind zwei Messungen zu unterscheiden:

- Die Messung der Energiemenge, bei der durch die Ablesung des Zählerstandes am Gerät vor Ort der Verbrauch für ein definiertes Zeitfenster (üblicherweise 1 Jahr, damit Jahresverbrauch) ermittelt wird. Dies bleibt die Standardmessung für den klassischen Haushalt oder Gewerbe (heutige SLP-Kunden) und alle weiteren Letztverbraucher < 6.000 kWh/a, zukünftig jedoch mit modernen Messeinrichtungen. Der Messzyklus ist in der Regel jährlich, richtet sich ansonsten nach den Anforderungen des Stromlieferungsvertrags (§ 55 (1) Nummer 4 MsbG-E).
- Die Messung des zeitlichen Verlaufs des Energieverbrauchs in Form einer registrierenden Lastgangmessung (heutige RLM-Kunden) bzw. zukünftig durch Zählerstandgangmessung mit einem intelligenten Messsystem. Hierbei werden Verbrauchswerte im 15-minütlichen Zeitraster erfasst, gespeichert und fernübertragen. Diese Art der Messung war bisher für Kunden mit mehr als 100.000 kWh/a und damit größere Gewerbe- und Industriekunden verpflichtend. Im MsbG-E ist eine zeitaufgelöste Messung weiterhin für Letztverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch von über 100.000 kWh/a vorgesehen. Darüber hinaus entsprechend dem Zeitplan für den Smart-Meter-Rollout soll dies auch für Letztverbraucher von über 6.000 kWh/a bis einschließlich 100.000 kWh/a und unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannungsebene nach § 14a EnWG (§ 55 (1) Nummern 1-3 MsbG-E) gelten.

Die Messung der Einspeisung aus Anlagen nach dem EEG oder dem KWKG erfolgt analog, entweder über eine zeitaufgelöste Messung im 15-Minuten-Raster bei Anlagen größer 7 kW Leistung (heute bereits Pflicht bei Anlagen größer 100 kW Leistung) und für Anlagen < 7 kW über i. d. R. jährliche Ablesung der eingespeisten elektrischen Arbeit entsprechend den Anforderungen des Netzbetreibers (§ 55 (3) und (4) MsbG-E).

Netzzustandswerte

Der Messstellenbetreiber kann neben Entnahme- und Einspeisemessungen zusätzlich Netzzustandsdaten erheben. Dies darf jedoch nur auf Verlangen des Netzbetreibers erfolgen. Netzzustandsdaten sind betriebliche Messwerte, zu denen neben Spannungs- und Stromwerten sowie zugehörigen Phasenwinkeln auch Statusinformationen gehören können, und aus denen sich Informationen zum aktuellen Netz- oder Anlagenzustand gewinnen lassen. Abhängig von den betrieblichen Erfordernissen müssen diese nachträglich, kontinuierlich oder ereignisorientiert z. B. bei Verletzung von vorgegebenen Grenzwerten übermittelt werden. Zu den begründeten Fällen zählt das MsbG-E die Erfassung an EEG- und KWKG-Anlagen, unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG und Zählpunkten mit einem Jahresstromverbrauch von über 20.000 kWh. Alle Netzzustandsdatenerhebungen sind durch den Netzbetreiber zu dokumentieren.

4.3 Sternförmige Datenübermittlung

Das MsbG-E sieht im Grundsatz vor, dass personenbezogene Daten (zukünftig aus den modernen Messeinrichtungen und den intelligenten Messsystemen) grundsätzlich nur den Stellen zur Verfügung gestellt werden, die vom Anschlussnutzer eine schriftliche Einwilligung entsprechend den Anforderungen des Bundes-

datenschutzgesetzes erhalten. Als Ausnahme werden in §§ 49 und 50 MsbG-E zur Datennutzung berechnete Stellen und damit verbundene Aufgaben genannt, die pauschal zusammengefasst zur Aufrechterhaltung und Sicherung einer weiterhin sicheren Energieversorgung dienen.

Das MsbG-E sieht eine sternförmige Datenbereitstellung vor, bei der berechnete Stellen die Daten direkt aus dem Smart-Meter-Gateway erhalten (§ 60 (2) MsbG-E). Wichtige Voraussetzung hierfür ist, dass das Smart-Meter-Gateway die Messwerte plausibilisieren und ggf. Ersatzwerte bereitstellen kann. Dem Verteilnetzbetreiber werden in diesem Zusammenhang aus den intelligenten Messsystemen standardmäßig übermittelt:

- monatlich die Monatsarbeit und die max. Leistung für Verbraucher > 10.000 kWh/a und Verbrauchseinrichtung nach § 14a EnWG
- jährlich die Jahresarbeit für alle übrigen Messstellen.

Auf Verlangen erhält der Verteilnetzbetreiber

- täglich die Entnahmezeitreihen in 15-minütlicher Auflösung für Verbraucher > 10.000 kWh/a und Verbrauchseinrichtung nach § 14a EnWG
- täglich die Einspeisezeitreihen in 15-minütlicher Auflösung für EEG-/KWKG-Anlagen > 7 kW.

Die Übertragungsnetzbetreiber und Lieferanten hingegen erhalten die vollständigen Zeitreihen aus den intelligenten Messsystemen standardmäßig.

4.4 Messwertnutzung durch Netzbetreiber

Das MsbG-E hat den zulässigen Verwendungszweck für die Messwerte durch den Netzbetreiber in §§ 66 und 67 MsbG-E geregelt. Dabei kommt es aufgrund der vorgesehenen restriktiven Datenverteilung aus dem Smart-Meter-Gateway an die berechneten Stellen zu einer Aufteilung von Zuständigkeiten und einem veränderten Datenbereitstellungsbedarf zwischen den Stellen.

Der Verteilnetzbetreiber hat die Aufgabe der Aggregation der Entnahme- und Einspeisezeitreihen aller Messstellen zu Summenzeitreihen je Bilanzkreis und Bilanzierungsgebiet. Die Daten der intelligenten Messsysteme erhält der Verteilnetzbetreiber täglich vom Übertragungsnetzbetreiber als aggregierte Summenzeitreihe zum Zweck der Verteilnetzbilanzierung. Der Übertragungsnetzbetreiber erhält in der Funktion als Bilanzkreisordinator die restlichen Bilanzkreissummenzeitreihen für die nicht fernauslesbaren Messeinrichtungen, die Netzverluste und die Differenzmengen vom Verteilnetzbetreiber zum Zweck der Bilanzkreisabrechnung.

Der Übertragungsnetzbetreiber übermittelt die aggregierten Summenzeitreihen aus den fernauslesbaren intelligenten Messsystemen täglich an den Bilanzkreisverantwortlichen, während die restlichen Summenzeitreihen weiterhin monatlich gemäß den geltenden MaBiS-Regelungen vom Verteilnetzbetreiber über den Übertragungsnetzbetreiber bereitgestellt werden.

Der Lieferant erhält vom Verteilnetzbetreiber monatlich für die Durchführung von Tarifwechseln oder Änderungen des Messverfahrens die Entnahme- und Einspeisegänge von fernauslesbaren Messeinrichtungen sowie Arbeitswerte für nicht fernauslesbare Zähler. Für fernauslesbare Verbraucher > 10.000 kWh/a und EEG-/KWKG-Anlagen > 7 kW erhält der Lieferant die Entnahme- und Einspeisezeitreihen täglich unmittelbar aus dem Smart-Meter-Gateway.

5 ÄNDERUNGEN GEGENÜBER DER HEUTIGEN SITUATION

Gemäß den Vorgaben im § 31 MsbG-E erfolgt der Roll-out moderner Messeinrichtungen und intelligenter Messsysteme abhängig vom Jahresverbrauch bzw. von der installierten Erzeugungsleistung zeitlich gestaffelt. Beginnend ab 2017 soll der Roll-out der Pflichteinbautfälle (Verbraucher > 6.000 kWh/a, EEG-/KWKG-Erzeuger > 7 kW) im Jahr 2032 vollständig abgeschlossen sein. Nachstehend werden die wesentlichen mit dem Roll-out verbundenen Konsequenzen bezogen auf die in Kap. 3 geschilderte heutige Situation aufgezeigt.

5.1 Entwicklung der Mengengerüste

In der Begründung zum MsbG-E wird von einem aktuellen Mengengerüst von ca. 42,9 Millionen Verbrauchszählern (Messeinrichtungen) sowie ca. 1,5 Millionen Erzeugungszählern (Messeinrichtungen) ausgegangen. Unterstellt man eine Stagnation bei den Verbrauchszählern und einen Zuwachs bei den Erzeugungszählern von 1,5 Millionen auf 2,1 Millionen, ergibt sich für das Jahr 2032 (Abschluss des Roll-out) die in der nachstehenden Grafik gezeigte Entwicklung nach Messeinrichtungen für die Pflichteinbautfälle.

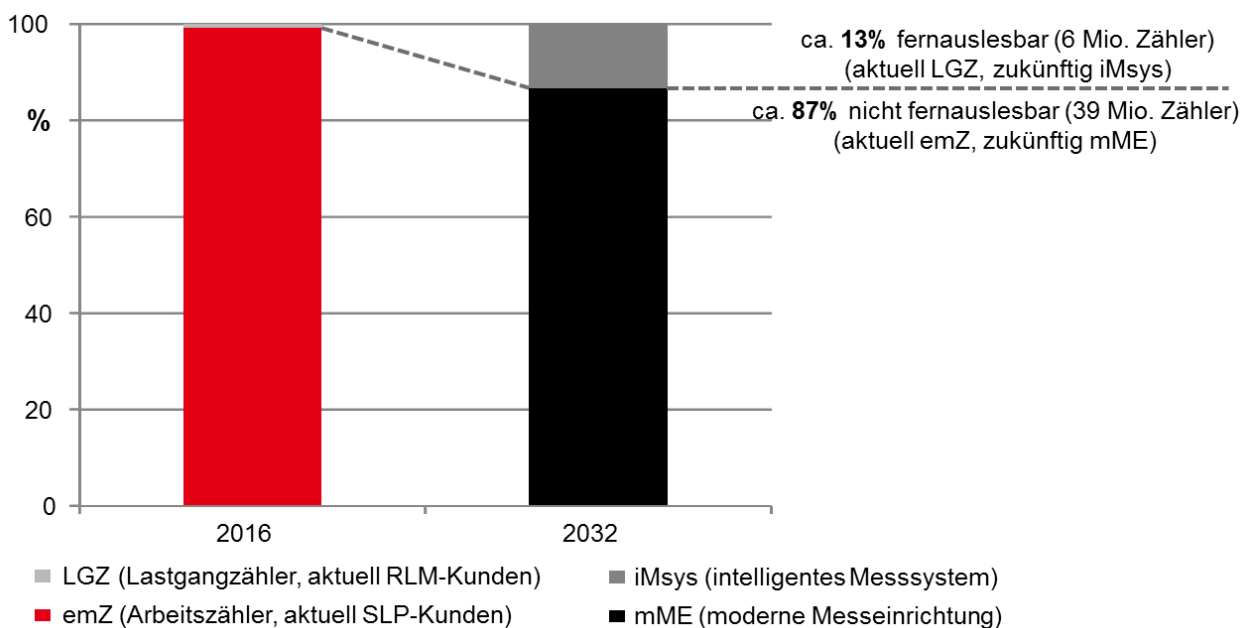


Abbildung 2: Entwicklung des Mengengerüsts nach den Vorgaben des MsbG-E im Zielszenario 2032

Daraus ergibt sich, dass die Anzahl der fernauslesbaren Messeinrichtungen, für die nach MsbG-E die Übertragung der Zeitreihen auf Basis viertelstündlicher Messwerte grundsätzlich vorgesehen ist, von ca. 0,4 Millionen (2016) auf ca. 6 Millionen (2032) ansteigt. Im Zielszenario 2032 entspricht dies einem Anteil von ca. 13 %.

Umgekehrt bedeutet dies: Auch wenn alle heute vorhandenen im Wesentlichen elektromechanischen Zähler (Ferrariszähler) bis 2032 durch elektronische Zähler (moderne Messeinrichtungen, intelligente Messsysteme) ersetzt werden, muss für 87 % aller Zähler weiterhin einmal jährlich die Jahresmenge vor Ort abgelesen werden. Eine Fernauslesbarkeit für Verbraucher < 6.000 kWh/a bzw. Erzeuger < 7 kW ist zwar technisch möglich, steht aber nach MsbG-E unter dem Vorbehalt der wirtschaftlichen Vertretbarkeit und ist daher nur optional und zeitlich nachgelagert vorgesehen (keine Pflichteinbautfälle).

5.2 Erhebung und Nutzung betrieblicher Daten

Gemäß den §§ 56, 64, 66 MsbG-E sollen Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber insbesondere die zur Erfüllung ihrer Verpflichtungen aus den §§ 11 bis 14 EnWG (im Wesentlichen technische Aufgaben der Netzbetreiber) erforderlichen Netzzustandsdaten in begründeten Fällen automatisiert und zeitnah erhalten. Begründete Fälle liegen vor bei EEG-/KWKG-Anlagen, unterbrechbaren Verbrauchern nach § 14a EnWG und Verbrauchern > 20.000 kWh/a, soweit sie mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sind. Der Übertragungsnetzbetreiber darf diese Daten zusätzlich für Prognosezwecke im Hinblick auf deren bessere Vermarktung nach § 59 EEG und zur Ermittlung der aktuellen Einspeisesituation verwenden.

Zumindest im Zielszenario 2032 stehen damit in einem erheblich größeren Umfang Informationen zur Verfügung, die sowohl den Verteilnetzbetreiber als auch den Übertragungsnetzbetreiber bei der sicheren Netzführung und betrieblichen Prozessen maßgeblich unterstützen können. Diese Daten haben nichts mit dem Abrechnungsprozess zu tun, sondern dienen als „aufbereitete Daten“ betrieblichen Zwecken.

Dagegen können die Verteilnetzbetreiber zukünftig nicht mehr standardmäßig auf alle Einspeise- und Entnahmezeitreihen aus den intelligenten Messsystemen zugreifen, sondern müssen den Zugriff gegenüber dem Messstellenbetreiber „verlangen“.

5.3 Erhebung und Nutzung abrechnungsrelevanter Daten

Gemäß § 60 MsbG-E soll die Aufbereitung der Messwerte für Messstellen mit intelligenten Messsystemen (insbesondere deren Plausibilisierung und ggf. Ersatzwertbildung) automatisiert im Smart-Meter-Gateway erfolgen. Damit werden abrechnungsrelevante Daten erzeugt und sternförmig an den Verteilnetzbetreiber in reduzierter Form (siehe Abschnitt 4.3) zu den Nutzungszwecken nach § 66 (1) MsbG-E übermittelt und gemäß § 60 MsbG-E in vollständiger Form an den Übertragungsnetzbetreiber in seiner Marktrolle als Bilanzkoordinator zu den Nutzungszwecken gemäß § 67 (1) MsbG-E übermittelt.

Die Informationen über die individuelle Zuordnung der Messstellen zu den Bilanzkreisen werden damit abweichend zur bisherigen Praxis auch an den Übertragungsnetzbetreiber gegeben, wobei der Verteilnetzbetreiber über diese Informationen weiterhin als Vertragspartner der Lieferantenrahmenverträge verfügen wird. Dies steht, da es bei sachgerechter Ausgestaltung vermeidbar wäre, im Widerspruch zum Prinzip sparsamer Datenverwendung.

In § 66 (1) Nummer 7 MsbG-E wird explizit darauf verwiesen, dass der Verteilnetzbetreiber die vorstehenden im Ausnahmefall erhaltenen Zeitreihen nicht für die Verteilnetzbilanzierung verwenden darf. Stattdessen werden diese Einspeise- und Entnahmezeitreihen dem Verteilnetzbetreiber vom Übertragungsnetzbetreiber in aggregierter Form gemäß § 67 (2) Nummer 1 MsbG-E täglich zu Zwecken der Bilanzierung netzebenen- und bilanzkreisscharf je Bilanzierungsgebiet zur Verfügung gestellt.

Auch die Bilanzkreisverantwortlichen erhalten ihre aus Einzelzeitreihen aggregierten Bilanzkreissummenzeitreihen täglich vom Übertragungsnetzbetreiber. Dies stellt allerdings nur eine Teilmenge der gesamten dem Bilanzkreis zugeordneten Einspeisungen und Entnahmen dar – es fehlen die nicht fernauslesbaren Einspeisungen und Entnahmen, die die Verteilnetzbetreiber über die Anwendung von Standardlastprofilen nach § 66 (2) Nummer 2 MsbG-E nur monatlich als Zeitreihen an den Übertragungsnetzbetreiber übermitteln, der diese anschließend den Bilanzkreisverantwortlichen zur Verfügung stellt (siehe Abschnitt 5.4).

Die im Smart-Meter-Gateway gebildeten Zeitreihen wie auch Monats-/Jahresmengen und max. Leistungen sind nach MsbG-E zukünftig unmittelbar nach Versendung abrechnungsrelevant und sollen keiner Qualitätskontrolle durch den Verteilnetzbetreiber mehr unterzogen werden. Dies ist eine Abkehr von den bisherigen Regelungen, dass allein der Verteilnetzbetreiber die Verantwortung für alle abrechnungsrelevanten Daten hat. Den Vergleich der Entstehung und Verteilung abrechnungsrelevanter Daten zeigt die nachstehende Abbildung.

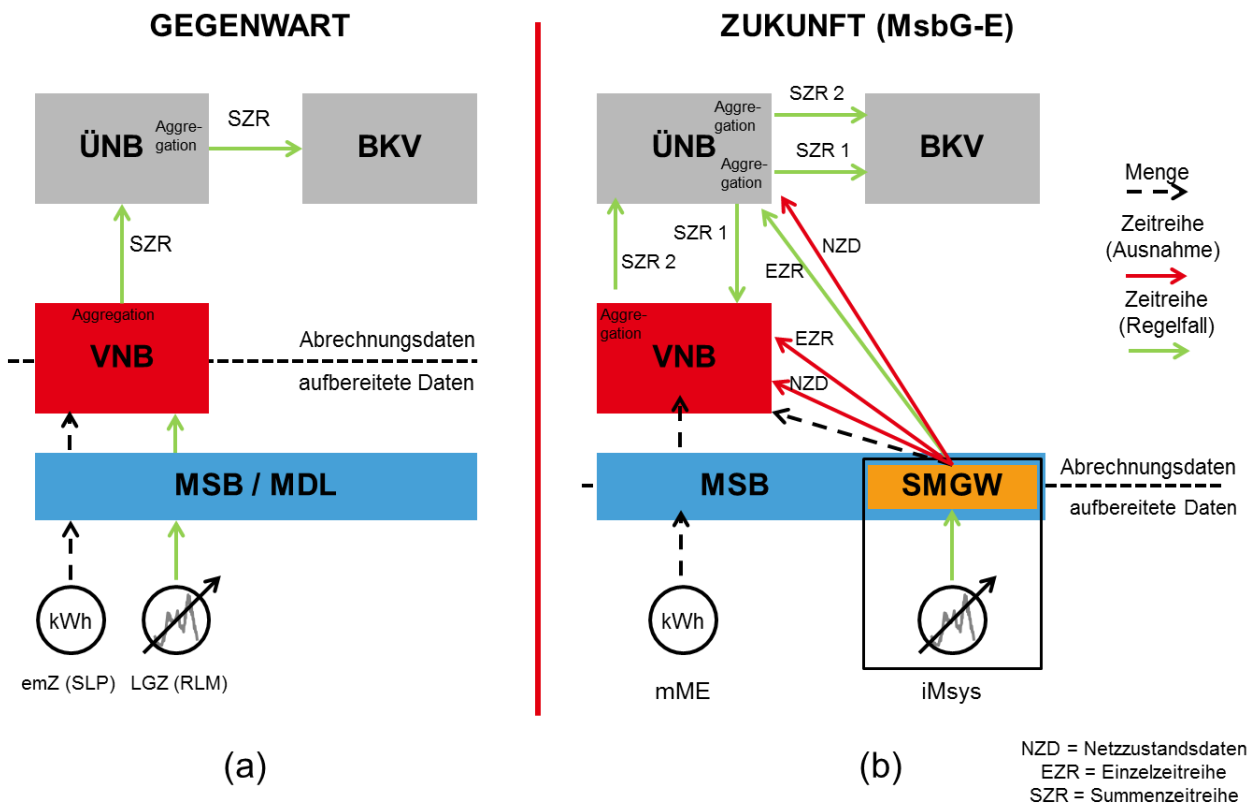


Abbildung 3: Verteilung abrechnungsrelevanter Daten (a) heute und (b) zukünftig nach dem MsbG-E

5.4 Verteilnetzbilanzierung

Gemäß MsbG-E muss der Verteilnetzbetreiber im Rahmen der Verteilnetzbilanzierung die vom Übertragungsnetzbetreiber übermittelten Summenzeitreihen aller fernauslesbaren Messeinrichtungen verwenden. Für die nicht fernauslesbaren Erzeuger und Verbraucher berechnet der Verteilnetzbetreiber wie bisher aus den Standardlastprofilen die bilanzkreisscharfen Summenzeitreihen sowie die Netzverlustzeitreihe. Sollten die aus dem Smart-Meter-Gateway über den ÜNB an den VNB übermittelten Summenzeitreihen nicht vollständig und/oder die Ersatzwerte nicht „richtig“ gebildet worden sein, wird die resultierende Differenzzeitreihe (siehe Abschnitt 3.3) deutlich höher ausfallen.

Da dem Verteilnetzbetreiber keine gemessenen Einzelzeitreihen vorliegen, wird die Fehlersuche deutlich erschwert. Die bisher eindeutige Verantwortung des Verteilnetzbetreibers für die Qualität aller aus der Verteilnetzbilanzierung resultierenden und für die Bilanzkreisabrechnung abrechnungsrelevanten Zeitreihen ist damit nicht mehr gegeben. Im Widerspruch hierzu verbleibt das wirtschaftliche Risiko aus Fehlern der Verteilnetzbilanzierung weiterhin beim Verteilnetzbetreiber.

5.5 Bilanzkreismanagement

Gemäß MsbG-E soll der Bilanzkreisverantwortliche zukünftig täglich vom Übertragungsnetzbetreiber die Summenzeitreihen aller fernauslesbaren Einspeisungen und Entnahmen erhalten. Auf Basis dieser täglichen Zeitreihen kann er seine Bedarfsprognose ggf. verbessern und den Stromeinkauf dadurch ggf. kostengünstiger gestalten. Dies stellt eine Verbesserung zumindest an Wochenenden dar.

Üblicherweise enthalten Bilanzkreise aber in einem erheblichen Umfang auch nach MsbG-E dauerhaft nicht fernauslesbare Kleinkunden (< 6.000 kWh/a). Je größer der Anteil an Kleinkunden gegenüber fernauslesba-

ren Kunden ist, desto weniger nutzen dem Bilanzkreisverantwortlichen die täglichen Summenzeitreihen für die Bedarfsprognose und einen optimierten Stromeinkauf, da sie stets nur eine Teilmenge repräsentieren.

Das Gebot der „Bilanzkreistreue“ gemäß Strommarktgesetz wird mit der allein auf fernauslesbare Kunden bezogenen täglichen Zeitreihenversendung im MsbG-E nicht ausreichend unterstützt.

5.6 Marktkommunikationsprozesse

Als Basis für die sternförmige Versendung von Zeitreihen direkt aus dem Smart-Meter-Gateway an die berechtigten Marktteilnehmer müssen im Gateway neben den Kommunikationsdaten und Tarifinformationen auch eine Vielzahl von Stammdaten hinterlegt werden, die die eindeutige Zuordnung der Kunden zu Verteilnetzen, zu Bilanzierungsgebieten, zu Lieferanten und zu Bilanzkreisen ermöglicht. Diese Stammdaten werden bisher im Rahmen der GPKE-Prozesse zwischen Lieferant und Verteilnetzbetreiber ausgetauscht und müssen nun dem Smart-Meter-Gateway-Administrator zur Verfügung gestellt werden. Hierzu bedarf es neuer Prozesse und/oder der Anpassung der GPKE- wie auch der korrespondierenden GeLi-Gas-Prozesse.

Ähnliches gilt für die MaBiS-Prozesse. Nach MsbG-E bleibt es bei der monatlichen Verteilnetzbilanzierung, wobei unklar ist, ob der Verteilnetzbetreiber zukünftig die dem Übertragungsnetzbetreiber bereits vorliegenden Zeitreihen im Sinne einer vollständigen Bilanzierung nochmals übermittelt (das wäre eine ineffiziente Doppelung des Aufwandes) oder ob er nur die fehlenden Zeitreihen ergänzt. Es bedarf auf jeden Fall einer Anpassung der MaBiS-Prozesse, da die Datenströme, Zeitreihen(de)aktivierungen etc. sich ändern.

Auch die Prozessbeschreibungen nach MPES und WiM müssen überarbeitet werden. Im MsbG-E sind entsprechende Ermächtigungen zur Anpassung der bestehenden Marktkommunikationsprozesse und zur Schaffung einer befristeten Übergangslösung vorgesehen.

Völlig ungeregelt und aufgrund der z. T. widersprüchlichen Zuordnung der Verantwortlichkeit ist die gesamte Fehlerklärung (Clearingprozesse). Hier eine effiziente Lösung zu finden, wird sich vor diesem Hintergrund äußerst schwierig gestalten.

6 BEWERTUNG DER GEPLANTEN VERÄNDERUNGEN

Die durch das MsbG-E ausgelösten Veränderungen gegenüber der heutigen Situation können im Wesentlichen auf drei Funktionen verdichtet werden, deren Auswirkungen auf die betroffenen Marktrollen nachstehend bewertet werden:

- Gewährleistung der Abrechnungsprozesse
- Sicherstellung des technischen Netzbetriebs und
- Verbesserung von Verbrauchs- und Erzeugungsprognosen.

6.1 Gewährleistung der Abrechnungsprozesse

Im Sinne einer eindeutigen Verantwortlichkeit ist bisher der Verteilnetzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber für die Erhebung, Plausibilisierung, Ersatzwertbildung und Versendung aller abrechnungsrelevanten Daten an die berechtigten Marktteilnehmer zuständig – auch im Falle eines dritten Messstellenbetreibers/Messdienstleisters hat der Verteilnetzbetreiber die Verpflichtung zur Validierung und ggf. Korrektur der gelieferten Daten. Diese abrechnungsrelevanten Daten werden sowohl für die Abrechnung der Netznutzung, der EEG-/KWKG-Einspeisung sowie der Steuern/Konzessionsabgaben/Umlagen als auch für die operativ vom Übertragungsnetzbetreiber durchgeführte Bilanzkreisabrechnung benötigt. Hierfür hat der Verteilnetzbetreiber unmittelbaren Zugriff auf alle Energiemengen und Zeitreihen („aufbereitete Daten“), veredelt

diese im Sinne der Qualitätssicherung zu „Abrechnungsdaten“ und stellt diese als zentrale „Datendrehscheibe“ den Marktteilnehmern zur Verfügung. Gesetzgeber und Regulierungsbehörde verlangen hierfür vom Verteilnetzbetreiber eine größtmögliche energiewirtschaftliche Sorgfalt und pönalisieren deren Nichteinhaltung zunehmend.

Mit dieser eindeutigen Verantwortung einher geht die uneingeschränkte Zuständigkeit für das Clearing der von Marktteilnehmern angezweifelte und ggf. als fehlerhaft erkannte Daten und die Übernahme der damit verbundenen finanziellen Risiken. Für das Clearing sind neben den Zeitreihen und Mengen ggf. auch zusätzliche technische Daten erforderlich. Die Risiken ergeben sich aus fehlerhaften Abrechnungen, aus Pönalen beim Auftreten überhöhter Differenzmengen als Ergebnis einer fehlerhaften Verteilnetzbilanzierung und aus der Nicht-Anerkennung bzw. anderweitigen Nichtberücksichtigung von daraus resultierenden Zusatzkosten im Zusammenhang mit der Netzentgeltgenehmigung.

Zukünftig liegt die Zuständigkeit für die Ermittlung abrechnungsrelevanter Daten beim Messstellenbetreiber, der die Zeitreihen im Falle von fernauslesbaren Messstellen direkt im Smart-Meter-Gateway plausibilisiert, Ersatzwerte bildet und daraus sternförmig an die berechtigten Marktteilnehmer versendet. Für nicht fernauslesbare Messstellen (moderne Messeinrichtungen) ermittelt er die abrechnungsrelevanten Daten auf Basis der Ablesung von Zählerständen vor Ort und übermittelt die abrechnungsrelevanten Mengen ebenfalls an die berechtigten Marktteilnehmer. Die übermittelten Zeitreihen bzw. Mengen sind von den Marktteilnehmern verbindlich für die jeweiligen Abrechnungszwecke zu verwenden. Die Frage der Verantwortung für das Clearing im Fehlerfall ist im MsbG-E nicht geregelt.

Der Messstellenbetreiber und nicht mehr der Verteilnetzbetreiber ist damit zukünftig vollumfänglich zuständig für die Erhebung, Plausibilisierung und Ersatzwertvergabe d. h. die Bereitstellung abrechnungsrelevanter Daten bezogen auf die einzelne Messstelle, egal für welche der verschiedenen Abrechnungsaufgaben diese verwendet werden.

Aufgrund der im MSbG-E beschriebenen Datenschutzerfordernisse und des Gebotes zur sparsamen Datenverwendung erhält der Verteilnetzbetreiber die für die Abrechnung der Netznutzung, der EEG-/KWKG-Einspeisung sowie der Steuern/Konzessionsabgaben/Umlagen erforderlichen abrechnungsrelevanten Daten in der nachstehenden Form:

- monatlich die Monatsarbeit und die max. Leistung für Verbraucher > 10.000 kWh/a und Verbrauchseinrichtung nach § 14a EnWG (fernauslesbare Messstellen)
- jährlich die Jahresarbeit für alle übrigen nicht fernauslesbaren Messstellen (stichtagsbezogen z. B. zum 31.12. oder monatlich rollierend für Teilmengen).

Bei unterstellter „guter“ Datenqualität und bei Standardabrechnungsfällen wäre dies i. d. R. ausreichend. Vor allem bei Großkunden sind aber oft Sonderkonstellationen wie Poolingfälle, die Verknüpfung von einzelnen Messstellen zu virtuellen Zählpunkten, die Aufteilung von Einspeisemessungen auf unterschiedliche Bilanzkreise etc. anzutreffen, bei denen der Abrechnungsprozess die spezielle Fallkonstellation, insbesondere den Netzanschluss an das jeweilige Verteilnetz individuell abbilden muss. Auch bei Prosumern, Mieterstrommodellen u. ä. liegen komplexere Situationen vor, bei denen die Informationen zu den Netzanschlüssen und Kundenanlagen zusammen mit den verschiedenen Messeinrichtungen betrachtet werden müssen. Hierfür ist weiterhin der Verteilnetzbetreiber in Abstimmung mit den Netzkunden zuständig.

Gemäß MsbG-E erhält der Verteilnetzbetreiber die dafür erforderlichen Einzelzeitreihen aber nur „auf Verlangen“, wodurch ggf. ein zusätzlicher bürokratischer Aufwand und eine zusätzliche Fehlerquelle hervorgerufen werden. Unklar ist in diesem Zusammenhang, wer für die Fehlersuche und das Clearing in solchen Fällen verantwortlich ist. Bei Reklamationen wendet sich der Endkunde i. d. R. unmittelbar an seinen Lieferanten als Vertragspartner und Rechnungsversender (Regelfall bei Haushalten, Gewerbekunden, Industriekunden) bzw. den Verteilnetzbetreiber (Ausnahmefall bei sehr großen Industriekunden mit eigenem Netznutzungsvertrag). Beiden liegen die zur Aufklärung erforderlichen Informationen aber in der Regel nicht vor, so dass sie sich dazu an den Messstellenbetreiber wenden müssten, um mit dessen Hilfe den Fehler aufzuklä-

ren. Der Clearingprozess wird damit unnötig komplizierter, langsamer und kostenintensiver gegenüber der heutigen Situation.

Bei diesen Sonderkonstellationen handelt es sich häufig um Industriekunden mit einem hohen Stromverbrauch, wodurch bei fehlerhafter Abrechnung z. B. aufgrund „schlechter“ Datenqualität erhebliche wirtschaftliche Folgen (Liquidität) und Imageschäden für den Verteilnetzbetreiber entstehen können.

Durch die Trennung der Zuständigkeit für die Ermittlung und Verteilung der abrechnungsrelevanten Daten (Messstellenbetreiber) von der Verantwortung für die Abrechnung der Netznutzung, der EEG-/KWKG-Einspeisung sowie der Steuern/Konzessionsabgaben/Umlagen (Verteilnetzbetreiber) wird der Clearingprozess komplexer und der Verteilnetzbetreiber trägt zusätzliche finanzielle Risiken, ohne die Ursachen (Datenqualität) beeinflussen zu können.

Die vom Messstellenbetreiber übermittelten abrechnungsrelevanten Daten sind auch erforderlich für die vollständige Verteilnetzbilanzierung als zwingende Vorstufe für die Bilanzkreisabrechnung durch den Übertragungsnetzbetreiber. Aufgrund der im MSbG-E beschriebenen Datenschutzerfordernissen und des Gebotes zur sparsamen Datenverwendung erhält der Verteilnetzbetreiber die hierfür erforderlichen abrechnungsrelevanten Daten auf zwei getrennten Wegen:

- Fernauslesbare Einspeise-/Entnahmezeitreihen werden täglich in Form von pro Bilanzkreis aggregierten Zeitreihen vom Übertragungsnetzbetreiber übermittelt.
- Nicht fernauslesbare Einspeise-/Entnahmezeitreihen liegen nur in Form von zählpunktbezogenen Jahresmengen vom Messstellenbetreiber vor.

Der Verteilnetzbetreiber muss diese abrechnungsrelevanten Daten für die Verteilnetzbilanzierung nutzen. Bei unterstellter „guter“ Datenqualität wäre dies i. d. R. ausreichend, um aus den Jahresmengen mit Hilfe der Standardlastprofile auch für nicht fernauslesbare Messeinrichtungen die notwendigen Zeitreihen in 15-minütlicher Auflösung zu berechnen (siehe Abschnitt 3.3). Zusammen mit den aggregierten Zeitreihen vom Übertragungsnetzbetreiber kann nach Berechnung der Netzverlustzeitreihe eine Differenzzeitreihe ermittelt werden, deren Menge und Struktur ein Kriterium für die Qualität der Verteilnetzbilanzierung i. S. d. energiewirtschaftlichen Sorgfaltspflicht darstellen.

Berücksichtigt man, dass der Übertragungsnetzbetreiber aus den Einzelzeitreihen fernauslesbarer Messstellen je Verteilnetz, Bilanzkreis und Netzebene eigene Aggregationen vornimmt, entstehen dadurch neue abrechnungsrelevante Daten, die der Verteilnetzbetreiber zwingend nutzen muss. Aus Sicht des Verteilnetzbetreibers ergibt sich damit eine geteilte Verantwortung für die Datenqualität (Messstellenbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber). Aufgrund fehlender Einzelzeitreihen kann der Verteilnetzbetreiber die Datenqualität der Summenzeitreihen nicht beurteilen, so dass Fehler (fehlende Einzelzeitreihen, fehlende Einzelwerte innerhalb von Zeitreihen, unsachgemäße Ersatzwertbildung etc.) vom Verteilnetzbetreiber nicht erkannt werden können und insbesondere nicht korrigiert werden dürfen. Dabei muss unterstellt werden, dass weder die automatisierte Ersatzwertbildung nach Metering Code (dies thematisieren auch die Hersteller der Gateways) noch die verlässliche Erreichbarkeit der Smart-Meter-Gateways (Störung der Datenübertragungswege, Ausfall der Hardware etc.) zumindest in den ersten Jahren des Roll-out sichergestellt ist.

Unterstellt man erfahrungsgemäß, dass die vorstehend benannten Fehler häufiger auftreten, dann führt dies unweigerlich zu einer Verschlechterung der bisherigen Bilanzierungsqualität, ohne dass der Verteilnetzbetreiber dies wie bisher durch die frühzeitige Korrektur vor der Versendung von abrechnungsrelevanten Daten beeinflussen kann. Die im Fehlerfall anwachsende Differenzmenge oder die im Rahmen der bestehenden MaBiS-Prozesse von den Bilanzkreisverantwortlichen als fehlerhaft abgelehnten Bilanzkreiszeitreihen führen zu Zusatzkosten beim Verteilnetzbetreiber, die in den Netzentgelten nicht berücksichtigt werden, obwohl der Verteilnetzbetreiber die Ursachen für die Fehler nicht verantwortet und nicht beeinflussen kann.

Durch die Beschränkung, dass der Verteilnetzbetreiber die vom Übertragungsnetzbetreiber aggregierten Summenzeitreihen für die Verteilnetzbilanzierung verwenden muss, entstehen neue potenzi-

elle Fehlerquellen, die im Fehlerfall die Bilanzkreisabrechnung negativ beeinflussen und Zusatzkosten für den Verteilnetzbetreiber erzeugen.

6.2 Sicherstellung des technischen Netzbetriebs

In der Zukunft wird nicht nur volatile dezentrale Erzeugung stark zunehmen, sondern auch flexible Verbraucher und dezentrale Speicher sowie Elektrofahrzeuge werden die Netzbelastung im Verteilnetz stark verändern. Um die Systemstabilität zu gewährleisten, wird der Bedarf an zeitnahen Informationen für Verteilnetzbetreiber wie für die übrigen Akteure stark anwachsen. Es ist allgemein akzeptiert, dass Verteilnetzbetreiber zukünftig in erheblich größerem Umfang für die Systemstabilität mitverantwortlich sein werden.

Das für die Umsetzung der Energiewende anzustrebende neue Marktdesign sieht im Rahmen des Smart-Grid-Konzepts als Kernbestandteil die Steuerung von Flexibilitäten durch den Verteilnetzbetreiber zur effizienten Netzbewirtschaftung vor. Gemäß § 64 MsbG-E ist eine „zeitnahe“ Übermittlung von Netzzustandsdaten für EEG-/KWKG-Anlagen, für Verbraucher nach § 14 EnWG und für Verbraucher > 20.000 kWh/a vorgesehen. Die Beschränkung der Übertragung von Netzzustandsdaten auf Kunden > 20.000 kWh ist sachlich nicht gerechtfertigt. Hierzu ist anzumerken, dass die Netzzustandsdaten nicht gleichzusetzen sind mit den abrechnungsrelevanten Einspeise- und Entnahmezeitreihen.

Die Einspeise- und Entnahmezeitreihen werden zukünftig immer wichtiger für die Netzplanung in den Verteilnetzen, insbesondere um Durchmischungseffekte der zunehmend volatilen Netznutzungen besser beurteilen zu können. Diese Effekte sind vor diesem Hintergrund auch Gegenstand einer Reihe öffentlich geförderter Forschungs- und Pilotprojekte. Insofern sind Zeitreihen auch für betriebliche Zwecke erforderlich.

Während die vorstehenden Informationen für den Verteilnetzbetreiber zur Sicherstellung eines störungsfreien Netzbetriebs und einer vorausschauenden Netzplanung zukünftig immer wichtiger werden, erscheint es fraglich, ob diese große Anzahl von Einzelzeitreihen aus fernauslesbaren Messsystemen in den Verteilnetzen für den Übertragungsnetzbetreiber hilfreich ist, um den Netzzustand besser einschätzen und die Systemstabilität insgesamt verbessern zu können. Hierfür wären eher Aggregationen von Einzelzeitreihen bezogen auf Netzkoppelpunkte hilfreich und im Sinne der Datensparsamkeit vorteilhaft. Umgekehrt ist zu hinterfragen, wieso gerade der Zugriff des Verteilnetzbetreibers auf die Zeitreihen aus intelligenten Messsystemen innerhalb seines Verteilnetzes restriktiv gehandhabt werden soll.

Sofern der Begriff „zeitnah“ auch die untertägige Netzzustandsdatenübertragung aus intelligenten Messsystemen für vom Netzbetreiber ausgewählte Messpunkte umfasst, schafft das MsbG-E einen Zusatznutzen für die Sicherstellung der Systemstabilität auch im Verteilnetz. Die gleichzeitig vorgesehenen Beschränkungen des Datenzugriffs auf die Einzelzeitreihen sind jedoch kontraproduktiv und konterkarieren das vom Gesetzgeber angestrebte Ziel intelligenter Verteilnetze.

6.3 Verbesserung von Verbrauchs- und Erzeugungsprognosen

Der Übertragungsnetzbetreiber ist verpflichtet, den nach EEG in die Netze eingespeisten Strom aus regenerativer Erzeugung zu vermarkten. Dazu muss er Einspeiseprognosen zu unterschiedlichen Zwecken erstellen:

- Zur Vermarktung der Einspeisungen am Spotmarkt muss er bis spätestens 12 Uhr des Vortages seine Gebote bei der Strombörse verbindlich anmelden.
- Für die vorausschauende Planung und die untertägige Optimierung des Regelenergiebedarfs muss er die Einspeiseprognose untertägig aktualisieren, um potenzielle Engpässe oder kritische Systemzustände frühzeitig zu erkennen.

Hierzu stehen ihm heute lediglich die in seinem Übertragungsnetz angeschlossenen Einspeisedaten aus EEG-Anlagen – bei größeren Anlagen auch „online“ – zur Verfügung. Weiterhin bedient er sich aktueller

regionaler Klimadaten und Wetterprognosen (Sonneneinstrahlung, Windstärke etc.), die er zur Prognoseaktualisierung verwendet. Aus den Verteilnetzen dagegen liegen ihm heute i. d. R. keinerlei zeitaufgelöste und aktuelle Einspeisedaten vor – diese werden ihm erst im Rahmen der Verteilnetzbilanzierung monatlich nachträglich in aggregierter Form vom Verteilnetzbetreiber übermittelt (MaBiS-Prozess).

Zur Verbesserung der Einspeiseprognose und Vermarktung soll der Übertragungsnetzbetreiber zukünftig auch die einzelnen Einspeisezeitreihen von EEG-Anlagen > 7 kW innerhalb seiner Regelzone erhalten, die gemäß Roll-out-Vorgaben mit intelligenten Messsystemen auszustatten sind. Es erscheint fraglich, ob diese große Anzahl von Einzellastgängen aus den Verteilnetzen mit einem in Summe sehr geringen Anteil an der gesamten dezentralen Erzeugung die Prognosequalität für den Übertragungsnetzbetreiber maßgeblich verbessern kann oder ob sich mit aggregierten Summenzeitreihen je Verteilnetz dies nicht ebenfalls erreichen lässt. Für die beschriebenen Zwecke sind jedenfalls keine abrechnungsrelevanten Daten erforderlich und im Sinne der Datensparsamkeit auch keine Einzelzeitreihen.

Durch die im MsbG-E vorgesehene tägliche Übermittlung von Einzelzeitreihen aus EEG-Anlagen lässt sich die Qualität der Einspeiseprognose und deren Vermarktung durch den Übertragungsnetzbetreiber wahrscheinlich verbessern, wobei Summenzeitreihen ausreichen würden.

Das Strommarktgesetz fordert von den Bilanzkreisverantwortlichen (Lieferanten, Erzeuger, Netzbetreiber) eine deutlich verbesserte Bilanzkreistreue. Heute stehen den Bilanzkreisverantwortlichen für die Erstellung der Verbrauchsprognose nur die monatlich im Rahmen der Verteilnetzbilanzierung ermittelten und über den Bilanzkoordinator zu Summenzeitreihen aggregierten Entnahmezeitreihen zur Verfügung.

Die hierzu notwendige Verbesserung der Prognosequalität setzt voraus, dass die Bilanzkreisverantwortlichen zeitnah über alle relevanten Informationen verfügen. Das MsbG-E bringt hier eine gewisse Verbesserung, da nur für die Teilmenge der über intelligente Messsysteme fernauslesbaren Messeinrichtungen eine tägliche Übermittlung der Bilanzkreissummenzeitreihen vorgesehen ist. Damit fehlen aber wesentliche Entnahmemengen im Hinblick auf eine verbesserte Prognose, da diese weiterhin nur monatlich nach erfolgter Verteilnetzbilanzierung zur Verfügung gestellt werden. Hier sieht das MsbG-E aber keine Anpassung vor. Vielmehr wird durch die gesteigerte Komplexität der Verteilnetzbilanzierung eine Verbesserung der heute monatlich durchzuführenden Prozesse (MaBiS) eher behindert. Der mögliche Zusatznutzen für die Bilanzkreisverantwortlichen ist daher nur in einem geringeren Umfang ausgeschöpft.

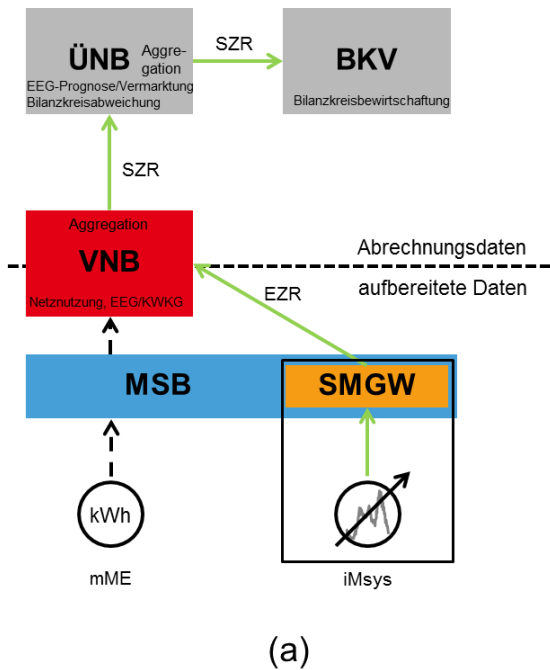
Die im MsbG-E vorgesehene tägliche Übermittlung von Summenzeitreihen vom Übertragungsnetzbetreiber an die Bilanzkreisverantwortlichen ist zur Steigerung der geforderten Bilanzkreistreue insbesondere dann nützlich, wenn die Summenzeitreihen der nicht fernauslesbaren Verbraucher auch zeitnäher zur Verfügung stehen.

7 ÄNDERUNGSEMPFEHLUNGEN

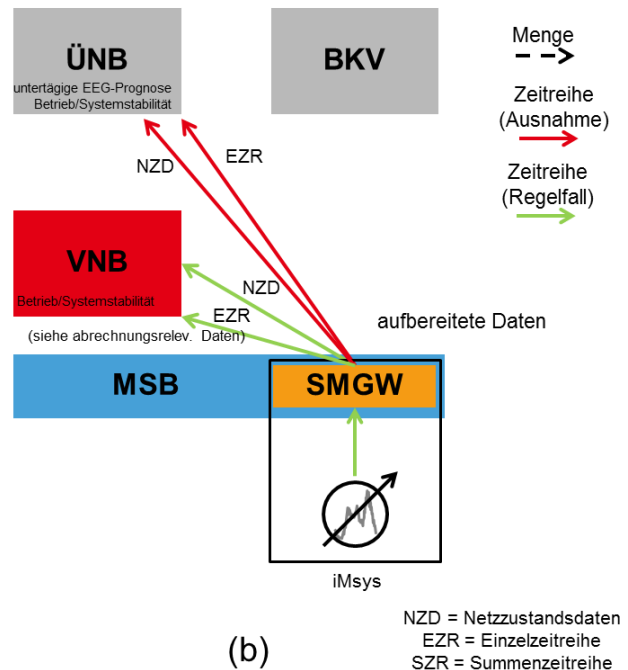
Die Analyse der durch das MsbG-E vorgesehenen Veränderungen hat gezeigt, dass die Aufspaltung der Zuständigkeit für die Ermittlung und Bereitstellung abrechnungsrelevanter Daten und die restriktive Handhabung des Datenzugriffs insbesondere für den Verteilnetzbetreiber in allen Aspekten und für alle Beteiligten kontraproduktiv ist. Die zeitnahe Übermittlung von Netzzustandsdaten aus den Smart-Meter-Gateways an Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreiber kann hingegen die Aufrechterhaltung der Systemstabilität verbessern. Auch kann mit der täglichen Bereitstellung von Einzelzeitreihen aus intelligenten Messsystemen an Übertragungsnetzbetreiber die Prognosequalität für EEG-Einspeisungen gesteigert werden und durch die Bereitstellung von Summenzeitreihen vom Übertragungsnetzbetreiber an Bilanzkreisverantwortliche deren Verbrauchsprognose i. S. d. Bilanzkreistreue verbessert werden.

Als Ergebnis der vorstehenden Analyse und Bewertung und im Hinblick auf eine effiziente Umsetzung der zukünftigen Anforderungen werden die folgenden Änderungsempfehlungen zur Anpassung im MsbG-E vorgeschlagen.

abrechnungs-/prognoserelevante Daten



betriebsrelevante Daten



NZD = Netzzustandsdaten
 EZR = Einzelzeitreihe
 SZR = Summenzeitreihe

Abbildung 4: Vorgeschlagene zukünftige Verteilung (a) abrechnungsrelevanter und (b) betriebs-/prognoserelevanter Daten

Die Verantwortung für die Datenqualität und die Übermittlung **abrechnungsrelevanter Daten** sollte abweichend vom MsbG-E beim Verteilnetzbetreiber verbleiben. Der Messstellenbetreiber ist (vertraglich) zwar zur Sicherstellung einer bestmöglichen Datenqualität zu verpflichten, der Verteilnetzbetreiber sollte aber im Sinne der Letztentscheidung qualitätssichernd eingreifen können. Dazu sollte der Verteilnetzbetreiber als Regelfall den uneingeschränkten Zugriff auf alle Einzelzeitreihen aus intelligenten Messsystemen erhalten. Die bestehenden Marktprozesse müssten zwar ergänzt, aber durch die Beibehaltung der Verteilnetzbetreiber als „Datendrehscheibe“ für abrechnungsrelevante Daten nicht grundlegend umgestaltet werden. Hierdurch würde der Ingangsetzungsaufwand minimiert und durch die Verringerung der Schnittstellen auch der Clearingaufwand in Fehlerfällen auf das unvermeidliche Minimum begrenzt sowie generell der Clearingprozess beschleunigt. Jede Aufspaltung der Zuständigkeit für abrechnungsrelevante Daten erzeugt unweigerlich Nachteile für alle Beteiligten, ohne erkennbare Vorteile zu generieren. Auch das Prinzip der sparsamen Datenverwendung spricht dafür, die Zuständigkeit für die Bereitstellung abrechnungsrelevanter Daten vollständig beim Verteilnetzbetreiber zu belassen, da bei jeder anderen Gestaltung zwingend zusätzliche Akteure wie der Übertragungsnetzbetreiber Zugriff auf messstellenscharfe Zusatzinformationen in einem Umfang erhalten müssten, der für ihre originären Aufgaben nicht erforderlich wären.

Der Zugriff des Verteilnetzbetreibers auf **betriebsrelevante Daten** – hierzu gehören sowohl die aktuellen Einspeise- und Entnahmezeitreihen als auch die optional zu erhebenden zusätzlichen Netzzustandsdaten – aus Smart-Meter-Gateways sollte anders als im MsbG-E vorgesehen nicht unnötig eingeschränkt, sondern zum Regelfall erklärt werden. Diese Daten sind für die Systembeobachtung, die Optimierung und die Aufrechterhaltung eines stabilen Netzbetriebs, die Steuerung dezentraler Einspeisungen und verbraucherseitiger Flexibilitäten und zur operativen Abwicklung variabler Netztarife erforderlich. Für eine effiziente optimierte Verteilnetzplanung ist ebenfalls der Zugriff auf diese Daten von großer Bedeutung. Der Begriff „zeitnah“ im MsbG-E bezogen auf die Netzzustandsdaten sollte noch klargestellt werden. Die im MsbG-E vorgesehene Einschränkung des Datenzugriffs konterkariert das Konzept intelligenter Verteilnetze und erzeugt Ineffizienzen.

Zur Verbesserung der Systembeobachtung durch den Übertragungsnetzbetreiber können die fernauslesbaren Entnahme- und Einspeisezeitreihen täglich vom Verteilnetzbetreiber aggregiert in Form von Summenzeitreihen je Bilanzkreis bereitgestellt werden. Ob der Übertragungsnetzbetreiber aus Gründen der Sys-

temstabilität über die täglichen Summenzeitreihen hinaus einen direkten und ggf. sogar untertägigen Zugriff auf Einzelzeitreihen (z. B. EEG-Anlagen) oder Netzzustandsdaten aus relevanten Smart-Meter-Gateways benötigt, wäre zu diskutieren und könnte als Ausnahme im MsbG-E vorgesehen werden. Für systemrelevante Erzeuger und Verbraucher sowie Netzkoppelpunkte liegen ihm diese Informationen ohnehin vor. Anders als die abrechnungsrelevanten Daten können untertägige Daten ohne eine aufwändige Qualitätssicherung unmittelbar aus den Smart-Meter-Gateways übermittelt werden.

Im MsbG-E ist im Hinblick auf die Verbesserung der Einspeiseprognose zur Vermarktung von EEG-Einspeisungen durch den Übertragungsnetzbetreiber und die Optimierung der Bilanzkreisbewirtschaftung durch die Bilanzkreisverantwortlichen eine tägliche Bereitstellung **prognoserelevanter Daten** vorgesehen. Sofern der Verteilnetzbetreiber – wie oben vorgeschlagen – einen vollständigen Zugriff auf die Smart-Meter-Gateways bekommt, kann er die tägliche bilanzkreisscharfe Aggregation von Entnahme- und Einspeisezeitreihen vornehmen und diese Summenzeitreihen über den Übertragungsnetzbetreiber auch an die Bilanzkreisverantwortlichen übermitteln (s. o.). Mit Hilfe der Summenzeitreihen kann der Übertragungsnetzbetreiber seine Einspeiseprognose und damit die Vermarktung der EEG-Mengen optimieren und der Bilanzkreisverantwortliche kann die Bewirtschaftung des Bilanzkreises verbessern. Zur Unterstützung der Forderung des Strommarktgesetzes nach mehr Bilanzkreistreue wäre es aber wünschenswert, wenn im MsbG-E auch die zeitnahe Bereitstellung der weiterhin rechnerisch (Standardlastprofile) durch die Verteilnetzbetreiber ermittelten Zeitreihen für nicht fernauslesbare Messstellen (Ergebnis der Verteilnetzbilanzierung) ergänzt würde.