

Betrieb Wettbewerblicher Bilanzierungsgebiete

Mit fortschreitender Energiewende werden Haushaltskunden zu *Prosumern*, mit Erzeugung, Speichern und flexiblen Verbrauchern. Zur effizienten Nutzung und Vermeidung von Übereinspeisung bedarf es der viertelstündlichen Messung und Vermarktung solcher Flexibilitäten hinter dem Netzanschluss; deswegen verpflichtet Artikel 7b der Verordnung (EU) 2024/1747 Netzbetreiber sogar dazu, Messdaten von speziellen Messgeräten als Untermessungen zu akzeptieren. Netzbetreiber (NB), Messstellenbetreiber (MSB) und Lieferanten (LF) müssen diese *komplexen Messstellen* im Massengeschäft automatisiert verwalten. Aber trotz regulierter Prozesse, Datenmodelle und Nachrichten für die Marktkommunikation kommt es zu viel manueller Nacharbeit und aufwändiger Fehlerklärung.

Kernprobleme sind die Komplexität und der Abgleich der Stammdaten zwischen allen Beteiligten: Als regulierte Organisation verantwortet der NB die Definition des sog. *Lokationsbündels* hinter dem Hausanschluss, und muss alle relevanten Datenpunkte auf standardisiertem Weg diskriminierungsfrei mit ggf. mehreren MSB und LF austauschen. Ohne *synchrone* Stammdaten scheitern alle darauf aufbauenden Prozesse.

Statt Daten und Prozesse immer weiter zu detaillieren, schlagen wir vor, auf Kundenwunsch die Hoheit für das Lokationsbündel hinter dem Netzanschluss auf *wettbewerbliche Betreiber virtueller Bilanzierungsgebiete* (vBB) zu abstrahieren und zu übertragen, so dass neue Gestaltungsspielräume entstehen.

- **Digitaler Netzanschluss als Schnittstelle zur Liegenschaft:** Der NB muss nur noch einen einheitlichen *digitalen Netzanschluss* verwalten und sich nicht mehr um die komplexe Messstelle hinter dem Netzanschluss kümmern. Werkzeug hierfür ist ein im Umfeld der Elektromobilität gereifter und erprobter Ansatz: Das *virtuelle Bilanzierungsgebiet* (vBG), mit dessen Hilfe bereits heute im Regelbetrieb originär dem NB zugeordnete Prozesse auf einen Dienstleister verschoben werden können.
- **Wettbewerbliche Messwertverarbeitung und Bilanzierung:** Der Betreiber (vBB) richtet ein regelzonenweites virtuelles Bilanzierungsgebiet ein, in welchem er für die Definition von Markt- und Messlokationen verantwortlich ist, Messwerte verrechnet und diese nach den Regeln der MaBiS Bilanzkreisen zuordnet. Jeder vBB kann für LF eine *einheitliche Schnittstelle* über alle Verteilnetze hinweg bereitstellen. Aufgaben, die heute bei den natürlichen Netzmonopolen liegen, werden dem Wettbewerb zugänglich gemacht und die NB somit entlastet.
- **Weniger Bürokratie durch weniger Regulierung:** Viele für natürliche Netzmonopole relevante Regelungen (Anschluss- und Benutzungszwang) sind im freiwilligen Modell des virtuellen Bilanzierungsgebiets entbehrlich, so dass vBB und wMSB einfache Schnittstellen nach Wunsch von LF und Direktvermarktern anbieten und Abläufe insbesondere für Prosumer-Liegenschaften entbürokratisieren können – ohne die Funktion der Netze zu beeinträchtigen. Entwicklung und Nutzung neuer, kundenorientierter Dienstleistungen werden einfacher, einheitlicher, schneller und dadurch im Ergebnis günstiger.

Inhalt

| | |
|---|-----------|
| Inhalt | 2 |
| 1. Das Energiesystem in der Komplexitätsfalle | 3 |
| 2. Stammdaten und Schnittstellen | 4 |
| 2.1. <i>Etablierte Prozesse für Haushaltskunden.....</i> | 4 |
| 2.2. <i>Komplexität durch Intelligente Messsysteme</i> | 4 |
| 2.3. <i>Komplexität in der Prosumer-Liegenschaft.....</i> | 5 |
| 2.4. <i>Komplexität im Mehrparteien-Haus und darüber hinaus</i> | 5 |
| 2.5. <i>Warum nimmt die Menge der Stammdaten zu?.....</i> | 6 |
| 2.6. <i>Warum sind Stammdaten inkonsistent?.....</i> | 7 |
| 2.7. <i>Konventionelle Lösungsansätze</i> | 7 |
| 2.7.1. <i>Stammdaten-Umfang reduzieren.....</i> | 7 |
| 2.7.2. <i>Datensynchronisation verbessern.....</i> | 8 |
| 2.7.3. <i>Stammdaten zentralisieren?.....</i> | 9 |
| 2.7.4. <i>Die wMSB-Rolle abschaffen?.....</i> | 10 |
| 2.8. <i>Wie kommen neue Funktionen ins System?.....</i> | 11 |
| 3. Liberalisierung komplexer Messstellen..... | 12 |
| 3.1. <i>Kongruenz von elektrischer und digitaler Schnittstelle.....</i> | 12 |
| 3.2. <i>Wettbewerbliche Aggregation und Bilanzierung.....</i> | 13 |
| 3.3. <i>Umsetzung mittels bestehender Prozesse.....</i> | 14 |
| 3.3.1. <i>Funktionsweise</i> | 15 |
| 3.3.2. <i>Aufsicht und Verhinderung von Missbrauch</i> | 16 |
| 3.3.3. <i>Freiwilligkeit der Teilnahme und Rückabwicklung.....</i> | 17 |
| 3.3.4. <i>Status Quo und notwendige Klarstellungen.....</i> | 17 |
| 3.4. <i>Leistungen der NB.....</i> | 18 |
| 3.5. <i>Umsetzung in Mehrparteien-Liegenschaften.....</i> | 18 |
| 4. Innovationspotenzial..... | 20 |
| 4.1. <i>Moderne Schnittstellen und Dienste.....</i> | 20 |
| 4.2. <i>Erschließung von V2G-Flexibilitätpotenzial.....</i> | 21 |
| 4.3. <i>Energiesystem ohne Lastprofile</i> | 21 |
| 4.4. <i>Energiegemeinschaften.....</i> | 21 |
| 4.5. <i>Verwendung Spezieller Messgeräte</i> | 22 |
| 4.6. <i>Regulatory Sandbox.....</i> | 23 |
| 4.7. <i>Ein Netzbetreiber für die Kundenanlage.....</i> | 23 |
| 5. Fazit..... | 25 |

1. Das Energiesystem in der Komplexitätsfalle

Mehr Wettbewerb, mehr erneuerbare Energie, mehr Innovation und niedrigere Preise sind Ziele der Liberalisierung des Strommarkts. Liberalisierung ist jedoch nicht gleichbedeutend mit Deregulierung. Stromnetze sind natürliche Monopole. Um den Zugang zu den Netzen der knapp 870 Betreiber (NB) diskriminierungsfrei zu gestalten, setzt die Bundesnetzagentur (BNetzA) gemäß §20 EnWG Prozesse und Datenformate fest und entwickelt diese Regeln weiter, um neue gesetzliche Anforderungen abzubilden. So hat sich der dokumentierte Umfang seit 2020 mehr als verdoppelt. Der Aufwand für die NB ist hoch; viele sind daher mit der Umsetzung in Verzug. Teure Technik bleibt ungenutzt, etwa weil abrechnungsrelevante Daten nicht zugeordnet oder bereitgestellt werden können. Ursache ist, dass ursprünglich einfache Vorgaben, z.B. zum Lieferantenwechsel oder zur Bilanzierung, immer weiter differenziert und detailliert werden müssen, um *neue Funktionen* bereitzustellen – wie beispielsweise zum Einsatz intelligenter Messsysteme (iMS). Es entstehen Abhängigkeiten zwischen den Prozessen, und immer umfangreichere Stammdaten müssen zwischen allen Marktpartnern synchron gehalten werden; die Fehleranfälligkeit steigt.

Die meisten Marktakteure bewältigen die hohe Komplexität der Prozesse und Datenmodelle heute kaum noch. So dauert der Anschluss einer neuen PV-Anlage oft ein halbes Jahr oder mehr, iMS sind weiterhin kaum verbreitet und Abrechnungen sind häufig fehlerhaft. Die dann erforderliche manuelle Klärung dauert lange und bindet Personal, so dass neue Anfragen liegenbleiben und selbst bei großen NB wochenlang niemand erreichbar ist.

Das Problem liegt nicht bei einzelnen Akteuren oder Marktrollen; vielmehr steckt das deutsche Energiesystem in der *Komplexitätsfalle*: Implementierung und Umsetzung der Regeln mit vorhandener Technik und innerhalb bestehender Organisationsstrukturen kann den Anforderungen nicht mehr folgen. Die Kosten steigen, der gefühlte Grenznutzen nimmt ab, die Akzeptanz für die Energiewende in der Bevölkerung schwindet. Der BNetzA ist bewusst, dass Prozessgüte und -geschwindigkeit von NB an der Leistungsgrenze selbst durch Sanktionen kaum gesteigert werden können. Komplexitätstreiber sind vor allem die vielen Schnittstellen zwischen den über 800 Netzbetreibern (NB), 1000 Messstellenbetreibern (MSB) und 1500 Lieferanten (LF) sowie den weiteren Marktrollen (BKV, ESA, etc.), und die zwischen diesen Akteuren synchron zu haltenden Stammdaten, wie wir in Abschnitt 2 analysieren.

Wie kann eine Lösung aussehen? Wir wollen die Energiewende – mit der Elektrifizierung von Wärme und Verkehr, mit vielen verteilten Erzeugungsanlagen, mit Speichern, Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen; diese Komplexitätstreiber einfach wieder zu streichen, ist keine Lösung. Die Spezifikationen noch weiter zu verfeinern, um das Zusammenspiel zwischen den Marktpartnern zu verbessern, führt ebenfalls nicht zum Ziel – wie die Erfahrung der letzten Jahre zeigt, z.B. mit der Einführung von Entscheidungsbaudiagrammen, Produkt-Codes und Lokationsbündelstrukturen. Stattdessen skizzieren wir in Abschnitt 2.8, wie durch *Abstraktion und Verlagerung von Zuständigkeiten* das notwendige Mindestmaß an Regelungen reduziert, die Zahl der Schnittstellen verringert und die auszutauschenden Stammdaten vereinfacht werden können, ohne die bestehenden Prozesse und die Marktkommunikation (MaKo) insgesamt in Frage zu stellen.

2. Stammdaten und Schnittstellen

Ziel der Liberalisierung und Entflechtung des Strommarkts ist es, Innovation und Wettbewerb zu ermöglichen auf dem gemeinsam genutzten, natürlichen Monopol der Netze, aber gleichzeitig überall die Grundversorgung sicherzustellen. Die knapp 870 NB und deren grundzuständige MSB (gMSB) müssen gewisse Pflichtleistungen gegen regulierte Entgelte bereitstellen und dürfen darüber hinaus weitere Dienste anbieten, wenn diese allen Marktakteuren diskriminierungsfrei offenstehen. In den letzten Jahren hat der Gesetzgeber viele neue *Pflichtleistungen* definiert. Zur Abwicklung setzt die BNetzA bundesweit einheitliche Prozesse und Datenformate für das Massengeschäft fest. Die meisten dieser Regelungen beziehen sich dabei nicht auf den physischen Netzzugang sondern auf die Messwertverarbeitung, -aggregation und Zuordnung zu Bilanzkreisen. Woher also stammt die Komplexität, und wie kann ihr begegnet werden?

2.1. Etablierte Prozesse für Haushaltskunden

Bei den meisten Haushalten und Kleingewerben wird heute noch die verbrauchte Energiemenge von einem einfachen Bezugszähler registriert und einmal im Jahr abgelesen. Mit dem resultierenden Jahresarbeitswert skaliert der NB ein standardisiertes Lastprofil (SLP), aggregiert alle skalierten Profile pro LF, und bucht die resultierende Summenzeitreihe auf den zugehörigen Bilanzkreis (BK), genannt *Bilanzierung auf Basis von Profilen*.¹

Für diese einfache Konstellation funktionieren die etablierten Prozesse im Massengeschäft sehr gut, auch bei Liegenschaften mit vielen Haushalten hinter dem Netzanschluss. Denn der benötigte Stammdatensatz zur Beschreibung der Kombination aus *Marktlokation* (MaLo) und *Messlokation* (MeLo) ist klein, und die Schnittstellen zwischen NB, LF und MSB sind entsprechend schlank.

2.2. Komplexität durch Intelligente Messsysteme

Belieferung und Einspeisung auf Basis von Profilen hat zur Konsequenz, dass die zeitliche Verschiebung von Verbrauch oder Einspeisung die eigenen Stromkosten bzw. Erlöse nicht beeinflusst. Damit der Strommarkt koordinierend wirken kann, Erzeuger also bei niedrigen Erlösen dafür sorgen, dass ihre Anlagen weniger einspeisen und Verbraucher ihren Bezug verschieben, braucht es *Smart Meter*, welche viertelstündlich Werte erheben und zur Bilanzierung und Abrechnung weiterleiten.

Die meisten Europäischen Länder haben sich für eine doppelt einfache Lösung entschieden: Smart Meter, die ausschließlich die eine benötigte Zeitreihe erfassen, kombiniert mit der vollständigen Ausstattung aller Messstellen (*Full Rollout*). Die Marktprozesse können damit auf eine einheitliche Smart-Metering Infrastruktur ausgerichtet werden, eine individuelle Konfiguration der einzelnen Smart Meter ist überflüssig. In Deutschland hingegen entschied sich der Gesetzgeber für einen Teil-Rollout, so dass sämtliche Marktprozesse auf Dauer für mehrere Messgerätetypen ausgelegt sein müssen. Darüber hinaus war es Entwicklungsziel des deutschen Smart-Meter Gateways (SMGW), im Normalfall *keine* Zeitreihen zu erheben, sondern Energiemengen in programmierbaren Tarifregistern zu

¹ Mehr- und Mindermengen verrechnet der NB zwischen allen LF. Die Abweichungen vom tatsächlichen viertelstündlichen Energiebezug werden vom NB beschafft und die Kosten auf alle Netznutzer umgelegt.

kumulieren – das SMGW arbeitet dann nicht als Smart Meter sondern als Tarifierungsmaschine. Treiber dieser inzwischen revidierten Architekturentscheidung waren keine energiesystemischen Überlegungen, sondern der Datenschutz.

Zusammen mit der Möglichkeit, über ein SMGW intelligente Messsysteme (iMS) für mehrere Kunden und deren jeweilige LF darzustellen, explodieren die Konfigurationsmöglichkeiten – und somit die Stammdaten, die synchron gehalten werden müssen zwischen MSB, NB, den beteiligten LF und der speziell zur Weiterverarbeitung von Messwerten geschaffenen Marktrolle des Energieserviceanbieters (ESA). Mit der Festlegung [BK6-24-174](#) der BNetzA müssen zwar inzwischen alle iMS *auch* Viertelstundenwerte bereitstellen, aber die anderen Konfigurationsmöglichkeiten bleiben bestehen.

2.3. Komplexität in der Prosumer-Liegenschaft

Im alten, durch Großkraftwerke geprägten zentralistischen Energiesystem gehörte zu jedem Letztverbraucher ein Zähler. Im Segment der Einfamilienhäuser sind heute *Prosumer* der Normalfall: Mit PV-Erzeugung, Speicher, Wärmepumpe und Elektromobilität. Anstatt einer 1:1 Beziehung zwischen Marktlokation (Haushalt) und Messlokation (Bezugszähler) entsteht ein komplexes *Lokationsbündel* mit

- mehreren *Marktlokationen* für Einspeisung und Bezug;
- mehreren *iMS-Messlokationen*, oftmals mit verschiedenen iMS-Konfigurationen für *Leistungskurven*, *Zählzeiten*, *Netzzustandsdaten* oder *ist-Einspeisung* zusätzlich zur Lastgangmessung, z.B. für zeitvariable Netzentgelte oder die Schwachlast-Konzessionsabgabe;
- Abbildung von PV, Speicher und Ladestation als *Technische Ressourcen* (TR) und Ansteuerung derselben als mindestens eine *steuerbare Ressource* (SR);
- ggf. *Berechnungsformeln* zur Ermittlung von Lastgängen derjenigen Marktlokationen, die aus den Werten mehrerer Messlokationen bestimmt werden müssen;
- zukünftig mit Berechnungsformeln für Marktprämien und zur Saldierung von Abgaben und Umlagen für die Marktintegration von Speichern und Elektrofahrzeugen.

Die Beschreibung eines solchen Prosumer-Lokationsbündels umfasst ein Vielfaches der Datenpunkte eines einfachen SLP-Haushalts. Dazu kommen Prozesse zum Austausch und Abgleich dieser Stammdaten zwischen allen am Lokationsbündel beteiligten Parteien: ÜNB, NB, MSB und ggf. mehrere LF.

2.4. Komplexität im Mehrparteien-Haus und darüber hinaus

Für Wohnungen, Büros und Gewerbe in Mehrparteienhäusern ist die 1:1 Beziehung zwischen MaLo und MeLo immer noch Standard. Aber mit Ladestationen an Stellplätzen, einer PV-Anlage auf dem Dach, einem Speicher und ggf. einzelnen Balkonkraftwerken hält auch hier die Komplexität der Prosumer-Liegenschaften Einzug.

Darüber hinaus eröffnet der Gesetzgeber die Möglichkeiten zur gemeinsamen Nutzung von lokaler Erzeugung, als Mieterstrom oder gemeinschaftliche Gebäudeversorgung (gGV). Damit werden die Einheiten im Gebäude Teil einer *Kundenanlage* und können nicht mehr isoliert betrachtet werden. Gleichzeitig muss es allen Parteien freistehen, nicht an einem solchen Konstrukt teilnehmen und frei einen LF wählen zu können. Die abrechnungs- und bilanzierungsrelevanten Werte der teilnehmenden MaLos setzen sich über

Berechnungsformeln nun aus den Werten mehrerer MeLos zusammen. Diese Berechnungsformeln wiederum können von den beteiligten Parteien nur dann korrekt angewendet und nachvollzogen werden, wenn allen *die gleichen Stammdaten* vorliegen.

Energy Sharing nach §42c EnWG erweitert die Logik der gGV über ein einzelnes Gebäude hinaus, so dass Bündel von MaLos, MeLos und Berechnungsformeln ab 2027 sogar über angrenzende Netzgebiete hinweg gebildet werden können müssen.

2.5. Warum nimmt die Menge der Stammdaten zu?

Die physikalische, elektrische Schnittstelle zwischen Stromnetz und Liegenschaft hat sich über die Jahre kaum verändert: Ein dreiphasiger Netzanschluss mit einer im Anschlussvertrag vereinbarten Bezugsleistung; hinzugekommen ist lediglich die Spezifikation der Einspeiseleistung. Warum wurden dann Stammdaten und Prozesse so viel umfangreicher und komplexer?

Für den physischen Netzbetrieb alleine relevant ist der *Anschluss* einer Liegenschaft an das öffentliche Netz. Um aber die geforderten Mindestleistungen der Abrechnung, Aggregation und Bilanzierung zu erbringen, können NB die Liegenschaften nicht mehr insgesamt abstrakt als Verbraucher und Erzeuger betrachten. Heute beziehen sich die Prozesse und die zwischen NB, MSB und LF dafür auszutauschenden Daten nicht mehr allein auf den physischen Netzanschluss, sondern sie reichen weit in die Liegenschaft hinein:

- Der jeweilige NB ist verantwortlich für das *Messkonzept* und die Konfiguration der resultierenden komplexen Messstelle. Er vergibt die Netzlokations-IDs, MaLo-IDs, MeLo-IDs, sowie TR-IDs und SR-IDs; er muss die resultierende *Lokationsbündelstruktur* und die zugehörigen *Stammdaten* an alle beteiligten Parteien übermitteln – und zwar bei jeder Änderung.
- Für jedes iMS der Liegenschaft ist ein MSB zuständig. Dieser muss die technischen Stammdaten und die *Konfiguration* des jeweiligen iMS an alle Beteiligten übermitteln – statt eines einzelnen Datums nun Konfigurations-ID, Zählzeitdefinitionen und *OBIS-Codes* für MaLo und MeLo für jeden auf dem iMS konfigurierten Tarifanwendungsfall, jedes Tarifregister und jeden Anwendungszweck (Netznutzungsabrechnung, Endkundenabrechnung, etc.) – damit NB und alle betroffenen Lieferanten nachvollziehen können, wie die Messwerte zustande kommen.
- Für die Bilanzierung, Netznutzungsabrechnung, Endkundenabrechnung, Marktprämien und Preisobergrenzen relevant sind Werte auf Ebene der MaLo. Bei komplexen Messstellen müssen diese berechnet werden anhand der gemessenen Werte der an einer MaLo beteiligten MeLos – welche ggf. von unterschiedlichen MSBs betrieben werden. Der für die MaLo zuständige MSB muss daher von den für die MeLos zuständigen MSBs die Stammdaten der beteiligten MeLos erhalten und vom NB die anzuwendenden *Berechnungsformeln*.
- Der jeweilige NB (oder der ÜNB für vollständig mit iMS ausgestatteten Lokationen) ist verantwortlich für die *Aggregation* der MaLo-Lastgängen zu *Summenzeitreihen* und für deren Zuordnung zu Bilanzkreisen. Hierfür steigt auch die Menge an Bewegungsdaten stark an, denn der Aggregationsverantwortliche verarbeitet täglich alle Viertelstunden-Werte der MaLos, statt einen Arbeitswert pro Jahr.

Die ehemals nur bei Großkunden vorhandene Komplexität wird zum Normalfall bei Prosumern und in Mehrparteienhäusern. Die ursprünglich für SLP-Haushaltskunden

entworfenen Prozesse, Datenformate und deren Umsetzung in IT-Systemen wurden und werden dafür mehrfach erweitert, aber nie von Grund auf neu entworfen. Wegen unstimmgiger Stammdaten laufen insbesondere neue Prozesse selten vollautomatisiert ab, was aufwändige manuelle Klärung nach sich zieht. Dies bindet wertvolle Kapazität insbesondere bei den NB, welche zur Umsetzung verpflichtet sind. Innovationen, die systematisch auf neue Prozesse angewiesen sind, brauchen länger bis zu den Kundinnen und Kunden: Die Kosten explodieren, sowohl für den Netzbetrieb als auch durch den Mangel an Flexibilität. Den Milliardenkosten steht kein zufriedenstellendes Ergebnis gegenüber, so dass der Digitalisierungsfrust steigt.

2.6. Warum sind Stammdaten inkonsistent?

Wegen der Verteilung der Zuständigkeiten auf ÜNB, NB, ggf. mehreren MSB und mehreren LF müssen die vielen Stammdatenpunkte zwischen den beteiligten Parteien konsistent gehalten werden – es braucht zu jedem Zeitpunkt einen Konsens darüber, welche Daten gültig sind. Darüber hinaus sind nahezu alle Stammdaten in der Energiewirtschaft *bitemporal*: D.h., Änderungen über der Zeit müssen rückwirkend und in die Zukunft abgebildet werden, und der Änderungszeitpunkt kann vom Gültigkeitszeitpunkt abweichen.

In der Informatik ist das Problem des *verteilten Konsens* ausgiebig untersucht. Seine Lösung ist aufwändig und der durch das *CAP-Theorem* beschriebene Zielkonflikt kann nicht komplett aufgelöst werden: Es ist unmöglich, Konsistenz und Verfügbarkeit *gleichzeitig* zu garantieren unter der realistischen Annahme fehlerbehafteter Kommunikation. In der deutschen Energiewirtschaft erfolgt die Stammdatensynchronisation derzeit *nicht* nach einem der gut erforschten Algorithmen, sondern noch durch einfachen bilateralen Datenaustausch, ggf. mit nachgelagerter Korrektur. Fristen für den Datenaustausch sind sehr lang – Stunden bis Tage. Dementsprechend hoch ist das Risiko einer erneuten Änderung während einer noch nicht abgeschlossenen Synchronisation.

Darüber hinaus erfolgt der Stammdatenaustausch noch mittels *EDIFACT*, einem Protokoll und Datenformat für den elektronischen Nachrichtenaustausch aus den 1980er Jahren, welches für die heutigen Anwendungsfälle in der Energiewirtschaft nicht mehr ausreichend ist, und viele neuere Erkenntnisse aus dem Betrieb skalierender Web-APIs nicht berücksichtigt. Limitierungen des EDIFACT-Formats bedingen zusätzliche Komplexität in der Abbildung der Daten; einzelne Datenelemente sind nur schwach typisiert; und semantische Beschränkungen sind ad-hoc spezifiziert anstatt mittels einer automatisiert prüfbar formalen Spezifikation.

2.7. Konventionelle Lösungsansätze

Derzeit werden sehr unterschiedliche Lösungsansätze diskutiert und verfolgt. Dabei wird nach unserer Auffassung allerdings zu wenig Augenmerk auf das eigentliche ursächliche Kernproblem der Digitalisierung der Energiewende gelenkt: Die Modellierung komplexer Lokationsbündel und die Stammdatensynchronisation.

2.7.1. Stammdaten-Umfang reduzieren

Wenn weniger Daten ausgetauscht werden müssen, passieren weniger Fehler. Wenn aber nicht gleichzeitig auch die Funktionalität reduziert werden soll, kann der Datenumfang nur so weit reduziert werden, wie im vorhandenen Datensatz Redundanz enthalten

ist. Einer solchen [Normalisierung](#) mit dem Ziel der Redundanzfreiheit steht das hoch redundante EDIFACT-Format entgegen. Mit dem Wechsel auf ein anderes Austauschformat könnte Redundanz verringert werden. Leider greifen die entsprechenden Vorschläge der Arbeitsgruppe edi@energy für den Wechsel auf [JSON-Objekte](#) unserer Auffassung nach zu kurz, weil sie die Möglichkeiten moderner Datenmodellierung nicht ausnutzen sondern die möglichst direkte Übertragung der redundanten EDIFACT-Konstrukte bevorzugen. Bestehendes zu bewahren, weiterzuverwenden und minimalinvasiv zu übertragen, ist ein nachvollziehbarer Ansatz um etablierte Marktpartner nicht zu überfordern. Der Nutzen einer in jedem Fall massiven Änderung, welche das Kernproblem nicht hinreichend adressiert, wäre aber unserer Meinung nach eher zweifelhaft.

Ein in der MaKo heute bereits genutzter Ansatz ist, Bündel von Stammdaten zusammenzufassen und unter einem Code zu referenzieren – als Beispiel seien hier die [Codes für Lokationsbündelstrukturen](#) angeführt. Mit diesem Ansatz können Daten für Standardfälle übermittelt werden: Ein Code statt einer komplexen aber wiederkehrenden Konstellation. Eine echte Vereinfachung ergäbe sich aber nur, wenn von den Standardfällen abweichende Konstellationen nicht mehr zulässig wären; denn nur dann könnten Datenformate und Prozesse vereinfacht werden. Der realen Vielfalt wird damit jedoch nicht Rechnung getragen, Kunden müssten ihre Installationen diesem kleinsten gemeinsamen Nenner anpassen.

Nun könnte man hier durchaus argumentieren, sich der Effizienz wegen auf bestimmte Konstellationen zu beschränken. Dieser bereits defätistisch-defensive Ansatz greift aber zu kurz. Denn es ist unmöglich, vollständige Regelungen für eine Zukunft mit noch unbekannter Technik und unbekanntem Kosten zu entwerfen. Wenn unsere Analyse zutrifft — dass die regulierten Prozesse mit dem technisch-ökonomischen Wandel nicht mehr schritthalten können — dann käme die Beschränkung auf behördlich enumerierte Konstellationen dem Versuch gleich, den durch Digitalisierung möglichen technischen Fortschritt zu verbieten.

2.7.2. Datensynchronisation verbessern

Mit turnusmäßigen [Anpassung der Datenformate zum Juni 2026](#) wurden die Synchronisationsprozesse für Stammdaten neu gestaltet, Zuständigkeiten geklärt und Abläufe vereinheitlicht. Innerhalb des bestehenden Rahmens der EDIFACT-MaKo sorgt diese Bereinigung für eine bessere Struktur, löst aber die grundlegenden Probleme nicht. Der Aufwand für die Umstellung bei allen Beteiligten war sehr hoch, und auch knapp ein Jahr später funktionieren die neuen Prozesse noch nicht reibungslos. Ein Großteil des Aufwands wird verursacht durch die EDIFACT Basistechnologie, die der Problemstellung aus heutiger Sicht nicht mehr angemessen ist: Das Werkzeug ist veraltet. Das grundlegende Problem der verteilten Datenhaltung kann durch Format-Anpassungen *alleine* nicht mehr adressiert werden.

Eine Verbesserung der Datensynchronisation innerhalb der bestehenden Strukturen könnte erreicht werden durch eine für alle Marktpartner frei zugängliche Referenzimplementierung sowie ein automatisiertes Testsystem. Die BNetzA sieht sich hier jedoch nicht in der Verantwortung sondern verweist auf die Eigeninitiative der Branche. Offensichtlich sind die Anreize für NB als zentrale Akteure im Datenaustausch hierfür nicht ausreichend.

Eine Lösungsmöglichkeit, die tatsächlich das Kernproblem der verteilten Datenhaltung adressiert, wurde über für einige Zeit in der Blockchain-Technologie gesehen - genauer gesagt in der *Distributed Ledger Technology* (DLT). Dabei handelt es sich um eine beweisbar korrekte Methode zur Herstellung eines verteilten Konsenses. Der große Nachteil dieses Ansatzes ist, dass die komplette Prozess- und IT-Landschaft aller Marktakteure auf einen Schlag umgestellt werden müsste. Deswegen konnte sich DLT bislang in der Energiewirtschaft nicht durchsetzen und fand keinen Einzug in die Prozessgestaltung der BNetzA.

2.7.3. Stammdaten zentralisieren?

Um das Synchronisierungsproblem einer *verteilten* Datenhaltung zu *vermeiden*, statt es zu lösen, könnten alle Stammdaten *zentral* durch eine Stelle vorgehalten werden. Ansätze für solche *Stammdaten-Hubs* gibt es heute in Form des Marktstammdatenregisters (MaStR) und des aktuell von der BNetzA konsultierten *MaBiS-Hubs*.

Das MaStR enthält Daten zu Marktakteuren und Erzeugungsanlagen inkl. Speicher. Als Datengrundlage für energiewirtschaftliche Prozesse ist es aus drei Gründen nicht ausreichend:

- a) Es fehlt die bitemporale Abgrenzung von Einträgen. Datum der Änderung und Datum der Wirksamkeit werden nicht getrennt geführt, sodass weder zukünftige Änderungen noch rückwirkende Korrekturen – im liberalisierten Energiemarkt der Normalfall, nicht die Ausnahme – zur Verfügung stehen.
- b) Das MaStR bildet die für Bilanzkreis- und Lieferantenprozesse zentralen Zuordnungen von Marktlokationen zu Lieferanten und Bilanzkreisen nicht ab.
- c) Vor allem aber ist das MaStR nicht das führende System. NB prüfen neue Einträge im MaStR gegen ihre eigenen Stammdaten und geben diesen im Zweifelsfall den Vorrang. Damit kehrt sich die intendierte Hierarchie um: Nicht das zentrale Register validiert die dezentralen NB-Daten, sondern die dezentralen NB-Daten validieren das zentrale Register. Effektiv führend bleiben die getrennten Stammdatensysteme der Netzbetreiber; das MaStR übernimmt die Rolle eines nachgelagerten Spiegels, nicht die eines *Single Point of Truth*.

Der geplante MaBiS-Hub soll vor allem der datenschutzkonformen Messwertverarbeitung und -Aggregation dienen. Um aber Werte von MeLos korrekt zu verrechnen und Werte von MaLos zu aggregieren, müssen alle relevanten Daten über Zuordnungen und Lokationsbündel beim MaBiS-Hub vorliegen, inklusive aller zeitlicher Abgrenzungen. Der MaBiS-Hub könnte somit zum *Single Point of Truth* für alle Marktpartner werden. Noch gibt es keine Festlegung der BNetzA zur Ausgestaltung des MaBiS-Hubs; auf Grundlage von Veröffentlichungen und Anhörungen des laufenden Festlegungsverfahrens BK6-24-210 vermuten wir jedoch, dass der MaBiS-Hub die in Abschnitt 2 beschriebenen Probleme nur zum Teil adressieren wird.

- Angesichts der Größenordnung der über den MaBiS-Hub zu verarbeitenden Bewegungsdaten und Stammdaten ist eine manuelle Fehlerklärung nur schwerlich umsetzbar und wird deswegen im aktuellen Konzept explizit ausgeschlossen. Daher erwarten wir, dass nur eine begrenzte Auswahl an Konstellationen zulässig sein wird für Lokationsbündel, Berechnungsformeln und weitere vergleichbar komplexe

Stammdatenkonstellationen. Damit greift für den MaBiS-Hub unsere Kritik aus Abschnitt 2.7.1: Die verpflichtende Nutzung des Hubs würde zwar einige Standardprozesse effizienter gestalten, aber das Energiesystem auf den kleinsten gemeinsamen Nenner festlegen und Innovationen ausbremsen. Und selbst für diese Standardfälle müssen NB weiterhin alle Details des Lokationsbündels innerhalb einer Liegenschaft kennen und alle Änderungen nachhalten.

- Die derzeit von edi@energy favorisierte technische Umsetzung verfolgt den ebenfalls bereits in Abschnitt 2.7.1 kritisierten Ansatz, die bestehende technische Basis minimalinvasiv anzupassen, anstatt die Möglichkeiten zeitgemäßer Web-Schnittstellen auszunutzen. Somit wird wahrscheinlich eine online-Nutzung des Hubs durch Marktpartner nicht in dem Umfang möglich sein, der notwendig wäre, um Synchronisationsprobleme weitgehend zu vermeiden. In der Folge würden weiterhin lokale Systeme de-facto führend sein anstatt des zentralen Hubs.²
- Vor allem aber wird der MaBiS-Hub zu spät kommen, um die drängenden Probleme zu lösen. Mit den bei einem IT-Projekt dieser Größenordnung zu erwartenden Problemen wird verbreitet erwartet, dass eine Aufnahme des Produktivbetriebs erst 2032 realistisch ist. NB fordern deswegen schon heute ein Moratorium für neue Funktionen. Gleichzeitig reicht alleine die Ankündigung des Hubs, um Investitionen in die Beseitigung aktueller Prozess- und Datenprobleme zurückzuhalten.

Wir sehen den MaBiS-Hub als einen wichtigen Baustein für ein leistungsfähiges Energiesystem, halten ihn aber nicht für die magische Lösung *aller* drängenden Probleme. Er wird erst in einigen Jahren helfen, Systemkosten zu reduzieren, für wohldefinierte, heute schon bekannte Standardprozesse. Eine liberalisierte, kleinteilige Prosumer-Welt braucht Werkzeuge, die Innovationen ermöglichen, über die eine zentrale Stelle hinaus, an der alle Akteure Daten abliefern und auf Antwort warten. Aus unserer Sicht sollte der MaBiS-Hub deswegen nur als einer von mehreren Bausteinen eingeordnet werden.

2.7.4. Die wMSB-Rolle abschaffen?

Die Stammdatensynchronisierung wird einfacher, wenn weniger Marktpartner beteiligt sind. Würde die 2005 eingeführte Rolle des wettbewerblichen MSB (wMSB) wieder abgeschafft und der Messstellenbetrieb mit dem Netzbetrieb zusammengeführt, bräuchte es keine regulierten und formal spezifizierten Schnittstellen zur Datensynchronisation zwischen NB und MSB. Dass solch eine Remonopolisierung Regelungen vereinfacht und Schnittstellen überflüssig macht, ist nicht weiter verwunderlich – denn die Regeln und Schnittstellen sind Konsequenz der Liberalisierung des Messstellenbetriebs und gewährleisten diskriminierungsfreien Zugang zum natürlichen Netzmonopol.

Allerdings wird auch heute schon der überwiegende Teil der Messstellen vom jeweils grundzuständigen MSB betrieben. Und auch ohne wMSBs müssten bundesweit tätige wettbewerbliche Akteure – wie Lieferanten, Aggregatoren, und weitere Energiedienstleister – Schnittstellen zu über 800 NB und deren gMSB unterhalten. Weil heute diese Schnittstellen oftmals nicht funktionieren, weil NB und deren gMSB Pflicht-Leistungen

² Siehe dazu unsere [Konsultationsbeiträge](#) im Verfahren BK6-24-210.

nicht fristgerecht erbringen, setzen wettbewerbliche Akteure auf wMSB beim Roll-Out intelligenter Messsysteme und für komplexe Prosumer-Messstellen.

Faktisch übernehmen wMSB dazu oftmals Aufgaben, die gemäß des [energiewirtschaftlichen Rollenmodells](#) und der Prozessvorgaben der BNetzA bei den NB liegen, von diesen aber nur unzureichend umgesetzt werden. Beispiele sind die Definition von Lokationsbündelstrukturen und Berechnungsformeln. Was wMSB heute nicht können, sind neue Prozesse und Verrechnungsmethoden anzubieten, welche über die Möglichkeiten der Schnittstelle mit den NB hinausgehen.

2.8. Wie kommen neue Funktionen ins System?

Komplexität ist die Folge zusätzlicher *Funktionalität* des Energiesystems: Haushaltskunden und Gewerbe, die Energie nicht nur beziehen sondern auch einspeisen; Preissignale und Bilanzierung auf der Basis von Viertelstundenwerten; gemeinsame Nutzung von PV-Erzeugung in einem Gebäude; freie Wahl des Stromlieferanten für individuelle Ladevorgänge; Teilen von lokaler Erzeugung über Liegenschafts- und Netzgrenzen hinweg; Nutzung von Speichern sowohl für lokale Erzeugung wie auch zur Zwischenspeicherung von Energie aus dem Netz, etc.

Das Energiesystem wurde vom Gesetzgeber und der BNetzA über die letzten Jahre um diese Funktionen erweitert; ebenso sind weitere Funktionen in Diskussion und werden von unterschiedlichen Stakeholdern gefordert:

- Zum einen die bessere Kombination bereits existierender Funktionen: Z.B. Laden von Strom aus einer Energiegemeinschaft in Elektrofahrzeuge der Gemeinschaft auch an fremden Ladestationen; die Bewirtschaftung einer Kombination mehrerer Speicher; oder die Bereitstellung von Speichern im Rahmen einer Energiegemeinschaft.
- Zum anderen neue Funktionen: Beispielsweise den Strombezug einer flexiblen Anlage nur während des Abrufs einem anderen Bilanzkreis zuzuordnen; oder Anlagen individuell zu bewirtschaften und zu bilanzieren: Anhand von Messwerten aus sog. Speziellen Messgeräten gemäß der EU Strombinnenmarktverordnung – z.B. integrierte Messeinrichtungen im Wechselrichter, in der Batterie, oder im Ladegerät.

Diese Energiewendendienstleistungen sind zentrale Bausteine eines auf erneuerbare Energieträger ausgerichteten Energiesystems. Unser gemeinsames Ziel ist es daher, die Komplexität besser zu beherrschen, anstatt die Funktionalität zu reduzieren. Zur Umsetzung der meisten solcher neuen Funktionen braucht es die Unterstützung und Mitarbeit der NB – bis hin zu Erweiterungen interner Prozesse und IT-Systeme. Formal ist dies möglich, solange NB Erweiterungen diskriminierungsfrei allen Interessenten zur Verfügung stellen. Praktisch aber sind die NB heute ausgelastet mit der Umsetzung der Pflichtfunktionen, so dass neue Funktionen fast immer nur im Zuge einer Gesetzesänderung oder einer Festlegung der BNetzA Einzug halten. Innovationstreiber im Energiesystem sind die Regelsetzer, nicht die Marktakteure der Branche.

In einem liberalisierten Energiesystem können neue Funktionen jedoch auch durch wettbewerbliche Lösungen realisiert werden. Was an Entwicklungs- und Installationstempo bei Speichern, Wärmepumpen und PV-Anlagen möglich ist, muss auch für die zu deren Integration nötigen Prozesse möglich werden. Und ebenso wie heute wettbewerbliche Rollen Messtechnik bereitstellen und betreiben, sollte die Erfassung, Verarbeitung und

Bilanzierung der Energieströme wettbewerblich erfolgen können. Diese Einsicht führen wir im folgenden Abschnitt 3 näher aus.

3. Liberalisierung komplexer Messstellen

Zusammenlegung von NB und MSB sowie Zentralisierung sind Möglichkeiten, die Menge der auszutauschenden Stammdaten zu verkleinern bzw. Datenschiefe zu verringern. Aber beide Lösungen erfordern umfangreiche Änderungen der bestehenden Prozesse, Anpassung der Marktkommunikation sowie aufwändige Entwicklungs- und Einführungsprojekte bei mehreren tausend Akteuren des Energiesystems. Und mit beiden Lösungen würden Teile der Liberalisierung des Energiesystems rückgängig gemacht.

Wir sehen als Ursache der überbordenden Komplexität *nicht* die zu weitgehende Liberalisierung. Vielmehr *ist das Liberalisierungspotenzial der NB-Rolle noch nicht ausgeschöpft*. Stattdessen entstehen immer neue, von den nicht liberalisierten NB umzusetzende Detailregelungen, welche mit den steigenden Anforderungen nicht mehr Schritt halten. Eine Weiterentwicklung der Regulierungslogik – wie sie in der Telekommunikation ("MVNO") und im Zahlungsverkehr ("PSD2") bereits vollzogen wurde – ist möglich und kurzfristig umsetzbar.

Lässt man zu, dass die Aufgaben von Dienstleistern erbracht werden dürfen, welche *nicht zwingend mit dem natürlichen Netzmonopol verknüpft sind* und somit nicht zwingend vom Monopolisten selbst erledigt werden müssen, dann können viele Prozesse und Stammdaten für Lokationen hinter dem Netzanschluss aus dem starr regulierten Korsett herausgelöst und auf *wettbewerbliche Messwertverarbeiter (wMV)* und *wettbewerbliche Bilanzierungs- und Aggregationsverantwortliche (wBA)* übertragen werden. Im Gegenzug gewinnen NB dringend benötigte Kapazität für Netzausbau und Digitalisierung.

Wenn eine Organisation sowohl die Rolle des wMSB als auch des wMV/wBA ausfüllt, *entfällt* ein Großteil der aufwändigen und fehleranfälligen Stammdatensynchronisation, ohne die Liberalisierung des Messwesens rückabzuwickeln.

Im Folgenden möchten wir zeigen, wie die wettbewerbliche Ausgestaltung großer Teile der bei den NB verankerten Prozessen umgesetzt werden kann, dass dies die Komplexität tatsächlich reduziert, und dass die meisten dazu nötigen Bausteine in Gesetzen, Prozessen und Datenformaten bereits vorhanden sind.

3.1. Kongruenz von elektrischer und digitaler Schnittstelle

Wie oben gezeigt ist die Komplexität der Datenschnittstellen zwischen NB, MSB und LF wesentlich höher als die der elektrischen Schnittstelle am Netzanschluss, weil Prozesse und Modellierung bis weit in die Liegenschaft hineinreichen – obwohl sich das natürliche Monopol des Netzes als Grundlage der energiewirtschaftlichen Sondermonopolregulierung nur bis zum Netzanschluss erstreckt. Vereinfachung bedeutet daher Kongruenz der Datenschnittstelle und der elektrischen Schnittstelle, so dass für alle Liegenschaften mit komplexen Messstellen eine einheitliche Übergabe zum Netz beschrieben werden kann.

Unter der Bezeichnung *digitaler Netzanschluss* ist eine solche Schnittstelle schon länger als Zielbild für den Netzbetrieb mit Flexibilitäten etabliert:

- Eine iMS oder RLM-Messlokation für Bezug und Einspeisung hinter dem Netzübergabepunkt, mit viertelstündlicher Auflösung (TAF 7) und optionaler Übermittlung von Netzzustandsdaten (TAF 10).
- Möglichkeit des zuständigen NB, über den CLS-Kanal des iMS Befehle an ein nachgelagertes EMS³ zur übermitteln, um die aktuelle Wirkleistung für Bezug oder der Einspeisung am Netzanschluss zu begrenzen.

Für den Netzbetrieb relevant ist dabei immer die Leistung am Netzanschluss, unabhängig von den Energieflüssen innerhalb der Liegenschaft.

Die für NB wesentliche Vereinfachung entsteht, wenn sämtliche Prozesse zur Messwertverrechnung und -Aggregation hinter dem Netzanschluss durch Dritte ausgefüllt werden dürfen, sofern sich der Anschlussnehmer dafür entscheidet. Hierin liegt die zentrale Vereinfachung: Die Struktur der Markt- und Messlokationen innerhalb der Liegenschaft ist unerheblich für den regulierten Netzbetrieb und den diskriminierungsfreien Netzzugang – und braucht aus energiekartellrechtlicher Sicht folglich nicht mehr vom jeweiligen NB zentral verwaltet werden. Voraussetzung dafür ist, dass die vertraglich vereinbarte Anschlussleistung eingehalten und auf Anweisung des NB im Notfall begrenzt werden kann, z.B. durch ein EMS. Da der NB für einen digitalen Netzanschluss immer Lastgänge erhält, statt mit Lastprofilen zu arbeiten, werden auch Informationen wie die Verbrauchsart und Jahresverbrauchsprognosen verzichtbar.

Der Betrieb nachgelagerter Messlokationen, die Definition nachgelagerter Marktlokationen sowie die Aggregation und Bilanzierung der Energiemengen dieser MaLos sind nicht hart an das vorgelagerte physische Netz gekoppelt und müssen deshalb auch nicht als regulierte Aufgaben durch den NB ausgeführt werden. Vielmehr können diese Aufgaben aus der Verantwortung des NB herausgelöst und wettbewerblich ausgestaltet werden. Anstatt also NB und MSB wieder in einer regulierten Rolle zusammenzufassen, können Messwertverarbeitung, Aggregation, Bilanzierung und Messstellenbetrieb hinter dem Netzanschluss auf freiwilliger Basis wettbewerblich ausgestaltet werden. Damit ist der NB *nicht mehr verantwortlich* für das Lokationsbündel hinter dem digitalen Netzanschluss und muss somit die zugehörigen Stammdaten *weder pflegen noch kommunizieren*.

3.2. Wettbewerbliche Aggregation und Bilanzierung

Bei der wettbewerblichen Ausgestaltung geht es konkret um folgende regulierte, aber nicht zwingend an das physische Netz gebundenen Aufgaben eines NB⁴:

- Definition von MaLos mit Vergabe zugehöriger MaLo-IDs.
- Übermittlung der Formeln an den zuständigen MSB zur Berechnung der Werte dieser MaLos auf Grundlage aller relevanten MeLos; im Falle der Organisationseinheit mit dem MSB auch Berechnung der Werte.
- Zuordnung der Energiemengen dieser MaLos zum jeweils sie beliefernden Lieferanten und dem von diesem benannten Bilanzkreis (BK) – für Bezug und Einspeisung.

³ Die Festsetzung der BNetzA zum §14a EnWG sieht auch die Direktansteuerung ohne EMS vor. Diese findet Anwendung, wenn in einer Liegenschaft nur eine einzige steuerbare Verbrauchseinrichtung existiert – es sich also nicht um eine hier betrachtete Prosumer-Liegenschaft handelt.

⁴ Inkl. ÜNB, wenn die Aggregationsverantwortung für eine MaLo bereits auf diesen übergegangen ist.

- Monatliche Aggregation aller MaLo-Lastgänge eines Lieferanten zu einer Lieferanten-Summenzeitreihe (LF-SZR) plus Übermittlung an denselben.
- Monatliche Aggregation aller MaLo-Lastgänge eines Bilanzkreises zu einer Bilanzkreis-Summenzeitreihe (BK-SZR) plus Übermittlung derselben an den zuständigen Bilanzkoordinator (BIKO) zum Zweck der Bilanzkreisabrechnung.

MaLo-IDs werden vom NB in Bezug auf sein *Bilanzierungsgebiet* (BG) vergeben, in dem sich die jeweilige Marktlokation befindet. Der NB muss sein BG ausbilanzieren – also sicherstellen, dass in jeder Viertelstunde die Summe der Einspeisungen der Summe aus Entnahmen und Verlusten entspricht. Dazu prognostiziert der NB sein sog. *Differenzbilanzaggregat* (DBA) und beschafft etwaige Fehlmengen am Strommarkt.

Damit ein Dritter die oben gelisteten Aufgaben für alle dem digitalen Netzanschluss nachgelagerten Lokationen *im Rahmen der bestehenden Prozesse* übernehmen kann, muss er ein Bilanzierungsgebiet betreiben, darin Marktlokationen inklusive Berechnungsformeln verwalten und deren Energiemengen aggregieren. Dieses *virtuelle Bilanzierungsgebiet* (vBG) umfasst beliebig viele Lokationsbündel hinter ihren jeweiligen Netzanschlüssen, aber keine Teile des physischen Netzgebiets des NB. Prozessual erscheint ein vBG für den NB wie ein benachbartes Verteilungsnetz. Tatsächlich kann ein vBG eine komplette Regelzone überlagern und somit zur Aggregation von Energiemengen hinter digitalen Netzanschlüssen in verschiedenen Netzgebieten verwendet werden. Der Betreiber eines solchen vBG – im Folgenden als *vBB* bezeichnet – emuliert somit in Bezug auf die oben genannten Aufgaben einen regelzonenweiten NB, ohne aber NB zu sein – vergleichbar dem in der Telekommunikation schon lange etablierten Ansatz des Mobile Virtual Network Operator (MVNO).

3.3. Umsetzung mittels bestehender Prozesse

Für freiwillige Anwendungsfälle hinter dem digitalen Netzanschluss schlagen wir vor, die Marktrollen des Messwertverarbeiters (MV) und des Bilanzierungs- und Aggregationsverantwortlichen (BA) innerhalb eines vBG wettbewerblich auszugestalten in Form eines *Betreibers eines virtuellen Bilanzierungsgebiets* (vBB). Die Marktrollen MV und BA wurden im Hinblick auf den MaBiS-Hub mit der Novellierung des MsbG 2025 bereits geschaffen; einer wettbewerblichen Ausgestaltung derselben steht nach unserer Auffassung nichts entgegen. Noch sind die beiden Rollen nicht in der Marktkommunikation abgebildet. Aufgaben des MV werden aktuell von den MSB wahrgenommen, Aufgaben des BA von den NB und ÜNB.

Gegenüber der zentralen Ausprägung von MV und BA durch den MaBiS-Hub sollte die wettbewerbliche vBB-Variante zwei zusätzliche Aspekte umfassen:

- a) Den Betrieb virtueller Bilanzierungsgebiete, inkl. Verantwortung für die bilanziellen Abweichungen in Form des DBA.
- b) Die Definition von Lokationsbündelstrukturen hinter dem Netzanschluss.

Da ein vBB nur im Auftrag von Anschlussnehmern aktiv wird und größtenteils bestehende Aufgaben der NB-Rolle übernimmt, können vBB recht kurzfristig aufgesetzt werden – wesentlich schneller und einfacher als die Zusammenlegung von MSB und NB oder als die Einführung zentraler Datenhubs. Denn die Funktionalität des vBB ist bereits weitgehend beschrieben, und nahezu alle relevanten Prozesse existieren schon: In der [Festlegung](#)

BK6-20-160 definiert die BNetzA das vBG und regelt den Datenaustausch mit dem jeweils vorgelagerten NB. Zwar bezieht sich die Regelung auf den speziellen Anwendungsfall der Elektromobilität, aber die Umsetzung und die Prozesse sind generisch und somit direkt übertragbar auf andere Liegenschaften mit komplexen Messstellen.⁵ Da zum Zeitpunkt der Festlegung die Rollen MV und BA noch nicht im MsbG verankert waren, spricht die Festlegung vom „Netzbetreiber des Ladepunktbetreibers“ – effektiv handelt es sich dabei um die Verantwortung für die Verarbeitung und Aggregation der Messwerte des Lokationsbündels von Ladepunkten hinter dem Netzanschluss, in der Festlegung als *Modell 2* bezeichnet. Zur Abwicklung wurden vom [BDEW Prozesse entwickelt](#) und 2023-10 in der Marktkommunikation eingeführt.

3.3.1. Funktionsweise

Die Messlokation mit Lastgangmessung (iMS oder RLM) am Hausanschluss – also der oben propagierte digitale Netzanschluss – wird aus Bilanzierungssicht zu einem *Netzkopplpunkt*, über welchen das nachgelagerte virtuelle Bilanzierungsgebiet an das vorgelagerte Bilanzierungsgebiet des NB angebunden wird. Die große Vereinfachung entsteht, weil das vBG für den NB wie ein nachgelagertes Verteilnetz erscheint, welches der vorgelagerte NB nicht selbst verwalten muss. Die Interaktion zwischen zwei NB zum Zwecke der Kopplung ihrer Netze ist regulierte Praxis mit bekannten Prozessen.

Alle nachgelagerten Objekte und Lokationen gehen samt Stammdaten in die Verantwortung des vBB über; beim regulierten NB verbleibt der tägliche Austausch von Lastgängen, die monatliche Abstimmung einer Netzzeitreihe und die Abrechnung der Netznutzung – jeweils mittels bekannter Prozesse.

Jeder vBB tritt gegenüber den LF und BKV auf wie ein NB mit einem regelzonenweiten Bilanzierungsgebiet. Analog zur Zusammenlegung von NB und MSB reduziert sich bei einem vBB in Organisationseinheit mit einem wMSB der Aufwand der Datensynchronisation – allerdings ohne die Notwendigkeit, Liberalisierungsschritte rückgängig zu machen.

In einer Regelzone und selbst in einem Verteilnetzgebiet können mehrere virtuelle Bilanzierungsgebiete existieren und wettbewerblich betrieben werden – so wie heute mehrere nachgelagerte Netze mit einem vorgelagerten Netz gekoppelt sein können. Da es sich folglich beim vBB nicht um ein natürliches Monopol handelt, besteht keine Notwendigkeit zur detaillierten Regelung von Prozessen und Datenformaten. Für Lieferanten inkl. Direktvermarkter ergeben sich weitreichende Vorteile: Anstatt mit hunderten von NB Details zu Lokationsbündeln und zu komplexen Messstellen auszutauschen, interagieren sie bundesweit auf privatrechtlicher Basis mit den Betreibern wenigen vBG und können somit ihre Produkte viel schneller skalieren. Für NB wird die Verwaltung von Prosumer-Liegenschaften einheitlicher und somit erheblich einfacher.

Die konkrete Ausgestaltung des Betriebs eines vBG ist beschrieben in der Anwendungshilfe des BDEW zum Modell 2 und muss für die Einspeisung nur minimal erweitert werden:

- Der vBB beantragt beim Bilanzkoordinator ein regelzonenweites vBG, für welches er die Bilanzierungsverantwortung trägt und eine DBA bewirtschaftet.

⁵ Die Übertragbarkeit auf hat die BNetzA im Rahmen des Verfahrens [BK6-24-267](#) festgestellt.

DECARBONIZE

virtual power networks

- Der vBB nimmt an der Marktkommunikation teil – vorerst wie im Modell 2 beschrieben in den Rollen NB, MSB und LF.⁶ Sobald die Rollen des MV und BA ausgestaltet sind, kann der Wechsel auf diese neuen Marktrollen erfolgen.
- Um eine Liegenschaft in das Modell 2 zu verschieben,
 - meldet der vBB die bestehende MaLo (iMS oder RLM) beim NB als Netzkoppelpunkt an, und
 - legt der zuständige NB diese MaLo zum Zweck der Bilanzierung still.
- Das vBG erscheint für den NB wie ein nachgelagertes Verteilnetz.
 - Für jeden Netzkoppelpunkt sendet der NB dem vBB täglich eine Netzgangzeitreihe (NGZ) sowie (als Erweiterung des Modell 2) eine Einspeisegangzeitreihe.
 - Für die Gesamtheit aller Netzkoppelpunkte im Netzgebiet eines NB stimmt der NB mit dem vBB monatlich eine Netzzeitreihe (NZR) ab.
- Der NB rechnet gegenüber dem vBB monatlich für jeden Netzkoppelpunkt die Netznutzung ab. Zur Abrechnung wird die (stillgelegte) MaLo-ID verwendet, so dass der bekannte Prozess zur Netznutzungsabrechnung beibehalten werden kann.
- Der vBB agiert für sämtliche MeLos hinter den Netzkoppelpunkten in den Marktrollen MSB und NB, definiert eigene wettbewerbliche Marktlokationen (wMaLo), berechnet die Werte dieser wMaLos aus den MeLos, aggregiert die MaLo-Lastgänge und bilanziert die resultierenden Summenzeitreihen. Dabei kann es sich bei den MeLos auch um unkonventionelle Messstellen handeln, wie z.B. Ladepunkte als [Messgeräte im Anwendungsbereich der Elektromobilität](#), oder um Spezielle Messgeräte gemäß [Art. 7b der EU-Strombinnenmarktverordnung 2024/1747 \(EU\)](#).
- Lieferanten können diese wMaLos wie gewohnt anhand der GPKE-Prozesse beliefern oder mit dem vBB anderen innovative Schnittstellen und Prozesse vereinbaren.

Alle Prozesse für die oben skizzierte Umsetzung sind definiert; zugehörigen Nachrichten und Datenformate in der Marktkommunikation sind vorhanden, und der Nachweis in der Praxis ist erbracht: decarbon1ze betreibt seit 2023 virtuelle Bilanzierungsgebiete in allen vier Regelzonen zur ladevorgangsscharfen Energiemengenzuordnung. In diesen vBG liefern derzeit über zwanzig unterschiedliche Lieferanten Strom über ihre bestehenden Bilanzkreise unter Nutzung der bestehenden Prozesse und Datenformate.

3.3.2. Aufsicht und Verhinderung von Missbrauch

Analog zu den NB muss der vBB täglich Summenzeitreihen zur Überwachung der Bilanzkreistreue an den jeweils zuständigen ÜNB übermitteln. Somit ist heute schon eine effektive Kontrolle des vBB gewährleistet. Alle Fehler des vBB bei der Energiemengenzuordnung führen zu entsprechenden Fehlermengen in dessen Differenzzeitreihe (DBA), welche der BIKO kostenpflichtig mit Ausgleichsenergie belegt und die zusätzlich der Überwachung durch die BNetzA untersteht. Wegen der hohen Kosten für Ausgleichsenergie hat der vBB ein hohes Interesse, Fehler in Zuordnungen und Messwerten zu vermeiden. Wir gehen davon aus, dass für einen vBB wegen des wirtschaftlichen Risikos der Anreiz zur korrekten Datenhaltung und Aggregation höher ist als bei vielen NB.

⁶ Die Rollen in der Marktkommunikation sind auch heute schon nicht an die energiewirtschaftlichen Rollen gemäß EnWG und MsbG gekoppelt, sondern werden teilweise von Dienstleistern übernommen.

3.3.3. Freiwilligkeit der Teilnahme und Rückabwicklung

vBB und wMSB agieren im Auftrag des Anschlussnehmers, also nach dessen freier Entscheidung. Der Wechsel einer Liegenschaft ins Modell 2 kann jederzeit im Rahmen der vertraglichen Vereinbarungen und unter Nutzung der von der BNetzA festgesetzten Prozesse wieder rückgängig gemacht werden. Bei einer Rückabwicklung würde aus dem Netzkoppelpunkt mit normgerecht installiertem Messsystem am Netzanschluss wieder eine MeLo mit MaLos für Bezug und Einspeisung.

Alle nachgelagerten MeLos und MaLos im vBG des vBB würden nach der Rückkehr aus dem Modell 2 sofort "rückstandsfrei" entfernt; denn für den NB haben sie zu keiner Zeit in seinen IT-Systemen existiert. Der Anschlussnehmer verlöre damit zwar die durch vBB und wMSB ermöglichten Prosumer-Dienstleistungen auf Basis der nachgelagerten MeLos. Diese Dienstleistungen sind aber nicht Teil der garantierten Grundversorgung.

3.3.4. Status Quo und notwendige Klarstellungen

Mit Beschluss BK6-24-267 vom 15. Mai 2025 hat die BNetzA festgestellt, dass das hier beschriebene Modell auf Grundlage eines individuellen Netzzugangsanspruchs nach § 20 Abs. 1 EnWG umgesetzt werden und der NB die Umsetzung nicht ablehnen kann, sofern die Möglichkeit besteht auf standardisierte Verträge und Prozesse zurückzugreifen – auch wenn diese für eine andere Konstellation formuliert wurden. In dem Verfahren ging es im Wesentlichen um die Frage, ob die von der BNetzA festgelegte Netzzugangsregelung Elektromobilität (NZR-Emob) auch in privater Ladeinfrastruktur anwendbar ist (statt nur in öffentlicher oder halb-öffentlicher). Die BNetzA hat – stark vereinfacht – klargestellt, dass es nicht darauf ankommt, wofür ein Prozess definiert wurde: Wenn ein Prozess ein Problem löst, das sonst nicht gelöst werden kann, dann kann der Netzbetreiber sich nicht darauf berufen, dass der taugliche Prozess für einen anderen Fall beschrieben wurde. Der gesetzliche Zugangsanspruch besteht, wenn es dem Netzbetreiber zumutbar ist – und das ist grundsätzlich dann der Fall, wenn es einen funktionierenden Prozess gibt.

Der Beschluss erging zu einem reinen Bezugsfall *ohne Einspeisung*, weswegen er sich zur Behandlung von Einspeisung im vBG nicht ausdrücklich äußert. Einige NBs leiten daraus aktuell noch die Position ab, Liegenschaften mit Einspeisung nicht in ein vBG zu überführen – wenn also hinter dem Netzanschluss PV, Speicher, oder eine bidirektionale Ladestation vorhanden sind. Diese Auslegung verfehlt aus unserer Sicht den Zweck des Modells und engt den Anwendungsbereich ausgerechnet in den für die Sektorenkopplung wichtigsten Fällen ein.

Eine noch nicht abschließend geklärte Problematik gibt es bei *Erzeugungsanlagen in der Einspeisevergütung* nach § 21 EEG: Die Einspeise-MaLo muss dem EEG-Bilanzkreis des Anschluss-NB zugeordnet sein, wird im vBG-Modell zur Bilanzierung aber ruhend gestellt – und ist damit im Bilanzierungsgebiet des NB nicht mehr unmittelbar bilanzierbar. Auflösen lässt sich dies entweder durch Zuordnung der im vBG vergebenen MaLo zum EEG-Bilanzkreis des Anschluss-NB mit Meldung der Erzeugungsmengen via Marktkommunikation, oder durch kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe nach § 11 Abs. 2 EEG, deren ausdrückliche gesetzliche Regelung zeigt, dass auch innerhalb der Kundenanlage physikalisch verbrauchte Erzeugungsmengen förderfähig sein können.

Zusammengefasst: Mit den bereits vorhandenen Regeln und Prozessen ist Messwertverarbeitung, Aggregation und Bilanzierung auch über den Spezialfall der

ladevorgangsscharfen Energiemengenzuordnung zulässig und möglich. Für eine flächendeckende Skalierung über Einzelfallklärungen hinaus fehlen aus unserer Sicht zwei Regelungselemente: erstens eine generische Festlegung zur Behandlung der Einspeisung im vBG analog zu den für die Elektromobilität bereits etablierten Prozessen, einschließlich einer eindeutigen Lösung für die EEG-Bilanzkreiszuordnung bei Einspeisevergütung; und zweitens eine ausdrückliche Verpflichtung der NB, das Modell auch außerhalb des Anwendungsbereichs der Elektromobilität zu unterstützen, um die heute noch erforderliche Einzelfallklärung durch individuelle Netzzugangsbegehren entbehrlich zu machen. Beide Punkte fügen sich in die Stoßrichtung der angekündigten Festlegung zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL) ein.

3.4. Leistungen der NB

Ziele der wettbewerblichen Ausgestaltung von Messwertverarbeitung, Aggregation und Bilanzierung in virtuellen Bilanzierungsgebieten sind die Entlastung der NB, Beschleunigung derzeit stockender Prozesse, sowie mehr innovative Energiedienstleistungen.

Aktuell funktionieren bei vielen NB und MSB schon die bereits regulierten Prozesse nur sehr unzureichend, und für neue Funktionen, wie z.B. die Marktintegration von Speichern oder Energy Sharing, fokussiert sich die Umsetzungsdiskussion um das gesetzlich gerade noch vertretbare Minimum. Wettbewerbliche Angebote könnten folglich nicht nur zu einer signifikanten Beschleunigung führen, sondern machen aktuell gesetzlich garantierte Funktionen für viele Endkunden überhaupt erst zugänglich.

Wenn nun aber die vielen in Abschnitt 2 beschriebenen Funktionen sowohl wettbewerblich angeboten werden *können*, aber auch weiterhin von den NB angeboten werden *müssen*, dann würde mittelfristig das Ziel der Komplexitätsreduktion und Entlastung der NB nicht erreicht. Denn alle Prozesse und Datenformate müssten weiterhin von der BNetzA festgesetzt und durch die NB umgesetzt werden – mit den bekannten hohen Aufwänden und Kosten für System- und Prozessanpassungen.

Kern der wettbewerblichen Ausgestaltung ist es zum einen, gesetzliche Funktionen schneller zugänglich zu machen für bislang faktisch ausgeschlossene Kundengruppen (z.B. in Mehrparteienhäusern oder in bestimmten Netzgebieten); zum anderen geht es darum, neue Funktionen agil zu realisieren und deren Akzeptanz zu erproben ohne langwierige Festlegungsverfahren und teure Implementierungszyklen bei allen NB.

Sollten in diesem Memo skizzierten wettbewerblichen Angebot am Markt angenommen werden, sehen wir zwei Lösungsoptionen, analog zur derzeit diskutierten Kooperation von gMSB und wMSB: Zum einen könnte der Gesetzgeber auch für vBB Standardleistungen vorschreiben, die im Rahmen von Preisobergrenzen zu erbringen sind. Zum anderen könnten NB die Dienste eines oder mehrere vBB in Anspruch nehmen, um ihre gesetzlichen Leistungen darzustellen – so, wie heute bereits viele Dienstleister entlang der kompletten Wertschöpfungskette zugezogen werden.

3.5. Umsetzung in Mehrparteien-Liegenschaften

Prosumer-Liegenschaften sind heute meist Einparteienhäuser. Damit trägt die Anschlussnehmerin die komplette wirtschaftliche Verantwortung für Erzeugungsanlagen, Speicher und sonstige Verbraucher. Für potenziell mehrere MeLos und wMaLos hinter dem

Netzanschluss besteht kein Anspruch auf Grundversorgung, so dass die Liegenschaft entweder komplett oder gar nicht in das vBG des beauftragten wAGV aufgenommen wird.

Zunehmende Bedeutung kommt Mehrparteien-Liegenschaften zu: Wohngebäude mit mehreren Wohnungen sowie teilweise gewerblicher Nutzung, mit einer PV-Anlage auf dem Dach, möglicherweise individuellen steckerfertigen Solaranlagen, Ladestationen für die Parteien, sowie Großwärmepumpe und Kälteanlage. Die Lokationsbündelstruktur für solche Liegenschaften ist nochmals herausfordernder für NB, MSB und LF, insbesondere wenn mehrere Parteien im Zuge der Regelungen zum Mieterstrom oder der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung (gGV) an der eigenen, oder als Mitglied einer Energiegemeinschaft an fremder PV-Erzeugung partizipieren möchten. Die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung stellt Haushalte im Mehrparteienhaus mit Solaranlage erstmals Einparteienhäusern gleich, indem die Zuteilung des Gebäudestroms auf teilnehmende Verbrauchsstellen möglich ist, ohne diese in eine Vollversorgung zu integrieren. Der Verbrauch der Haushalts-MaLo wird folglich aufgeteilt auf den zugewiesenen Anteil an der Aufdacherzeugung und die ergänzende Reststrombelieferung aus dem Netz, mit der vereinfachenden Randbedingung, dass die vom Dach bezogene Strommenge nicht energie-wirtschaftlich bilanziert werden muss.

Dass das vBG geeignet ist, um kundenorientiert die Aufteilung der teilnehmenden Verbrauchsstellen nicht nur zu realisieren und damit den NB bei der Umsetzung komplexer Energiewendedienstleistungen zu unterstützen, sondern auch besonders leistungsfähige Strukturen dafür bietet, zeigt [unsere Pilotierung der gGV](#) im vBG in Berlin Pankow seit Juli 2025. Der örtliche NB hatte zu diesem Zeitpunkt noch keine gGV realisiert und kann – trotz seiner im bundesweiten Vergleich eher leistungsfähigen digitalen Infrastruktur – bis heute keine Bestellung der gGV im Standardprozess anbieten. Gleichzeitig gibt es im vBG keine Beschränkung der Aufteilungsschlüssel des Gebäudestroms auf eine statische oder dynamische Zuweisung, wie sie im Standardfall der Branche vorgesehen ist. Vielmehr realisieren wir eine eigenverbrauchsmaximierende Strommengen-zuteilung bei gleichzeitiger Berücksichtigung der verhältnismäßigen Zuweisung von Gebäudestrom zu teilnehmenden Parteien, die sogenannte statisch-dynamische Verteilung.

Im Mehrparteienhaus ist zu beachten, dass einzelne Parteien das Recht haben, an der Lösung *nicht* teilzunehmen. Zur Vereinfachung hat der Gesetzgeber in § 20 Abs. 1d EnWG und § 10c EEG das Konstrukt des *virtuellen Summenzählers* geschaffen, welches mit dem turnusmäßigen Wechsel der Datenformate im Juni 2025 in die MaKo eingeführt wurde. Voraussetzung ist, dass alle teilnehmenden Parteien mit einem iMS ausgestattet sind. Dann kann der gemessene Lastgang jeder einzelnen Partei individuell auf Wunsch in den Summenzähler integriert oder aus diesem herausgelöst werden.⁷

Wird nun die MeLo des virtuellen Summenzählers als Grundlage gewählt für den Netzkoppelpunkt zum vBG, so wird es möglich, nur ausgewählte MeLos in das virtuelle Bilanzierungsgebiet zu verschieben und somit durch den vBB zu bedienen. Damit kann jede Partei einer Liegenschaft individuell entscheiden, ob sie die Dienstleistungen eines vBB in Anspruch nehmen möchten. Wenn eine Partei ihre Teilnahme kündigt, würde sie aus dem virtuellen Summenzähler und somit aus dem virtuellen Bilanzierungsgebiet ausscheiden und nach den bestehenden Prozessen in die Grundversorgung zurückfallen.

⁷ Siehe hierzu die Ausführungen in Abschnitt 5.5 des [Anwendungshandbuchs UTILMD](#).

Im Unterschied zu einem physischen Summenzähler am Netzanschluss verbleibt in dieser Variante ein Teil der Komplexität beim NB: Für die Umsetzung der Prozesse des virtuellen Summenzählers muss der NB die relevante Lokationsbündelstruktur erstellen und die Berechnungsformel für die Summierung an den zuständigen MSB übermitteln. Faktisch läuft der Prozess heute jedoch genau umgekehrt: Ein wMSB setzt die Lokationsbündelstruktur auf, legt die Messwertverrechnung an und übermittelt Struktur, Berechnungsformel und resultierende Messwerte an den NB. Würde diese Umkehr der Verantwortlichkeiten formal festgelegt, könnten ein vBB zusammen mit einem wMSB auch ohne den zusätzlichen Aufwand beim NB Teile einer Mehrparteien-Liegenschaft in ein vBG verschieben.

4. Innovationspotenzial

Über die oben ausgeführte Vereinfachung und damit Entlastung der NB hinaus eröffnet der vBB mit regelzonenweitem virtuellen Bilanzierungsgebiet insbesondere im koordinierten Zusammenspiel mit wMSB einen neuen Pfad für die Digitalisierung.

Messwertverarbeitung und Bilanzierung im vBG ist ein Werkzeug zur Aufteilung einer einzelnen Malo auf mehrere: Aus einer ungeteilten Rechnung für einen Ladestandort werden mehrere. Aus einer ungeteilten Rechnung für ein Smart Home werden mehrere. Abstrakt formuliert besteht damit ein Weg, wie komplexe Anwendungsfälle vom überlasteten NB auf eine Dienstleistungsebene abstrahiert werden. Den NB wird also Arbeit abgenommen. Der Innovationsstau hinter dem Digitalisierungsengpass kann sich auflösen.

Dieses Werkzeug verändert damit systematisch auch die Betrachtung von Lösungspfaden für weitere Energiewendedienstleistungen wie die gemeinsame Nutzung von erneuerbaren Erzeugungsanlagen im Mehrparteienhaus (gGV), Energy Sharing oder die Realisierung des Supply Splits auf der Basis von Gerätezählern. Gemeinsam ist all diesen Anwendungsfällen die Anforderung, den Verbrauch an einer Messlokation viertelstundenscharf unterschiedlichen Versorgungs- oder Lieferantenverhältnissen zuzuordnen. Sie teilen auch die Eigenschaft, im Werkzeugkasten des NB entweder noch gar nicht oder nur in minimalem Umsetzungsumfang vorzukommen.

4.1. Moderne Schnittstellen und Dienste

Die heutige Pfadabhängigkeit der Marktkommunikation erschwert es, innovative Dienste kurzfristig einzuführen und zu skalieren, denn jede Erweiterung der Nachrichten- und Datenformate muss erst konsultiert und dann bei allen knapp 870 NB einheitlich umgesetzt werden. Die Abstraktion von Prozessen von diesen natürlichen Monopolen auf wettbewerbliche Akteure schafft neue Freiheitsgrade. Wenn auf Kundenwunsch eine Aufgabe auf einen vBB verlagert wird, müssen dessen Schnittstellen und Datenaustauschprozesse nicht entsprechend den Vorgaben für NB und gMSB reguliert werden. Folglich werden neue und zusätzliche digitale Dienstleistungen möglich, ohne dass dazu vorher regulierte Marktkommunikation weiterentwickelt werden muss. Agilität und Wettbewerb im Vertrieb werden gestärkt und Prozesskosten sinken.

Im Interesse der Interoperabilität mit den vielen aktiven LF und BKV werden vBB auf etablierte Prozesse der GPKE und die zugehörige MaKo setzen – sonst wäre das System für LF nicht anschlussfähig. Aber vBB und wMSB sind frei, neue Schnittstellen zusätzlich zur MaKo anzubieten – so wie heute bereits an der Schnittstelle zwischen Energiewirtschaft

und Elektromobilität. Der vBB setzt also auf die historisch gewachsene MaKo auf und ergänzt diese für freiwillige Anwendungsfälle. Das öffnet den Möglichkeitsraum für einen agilen Migrationspfad hin zu einer neuen, modernen Web-basierten MaKo, ohne die Notwendigkeit einer Komplettumstellung zu einem Stichtag, mit den bei IT-Großprojekten bekannten Verzugsrisiken. Auf diesem Weg können Schnittstellen entstehen, die Kundenbedürfnissen noch besser entsprechen und in der Folge- nach Bewährung in der Praxis - auch standardisiert und als regulierte MaKo übernommen werden könnten. Dieses Vorgehen bringt auch neue Optionen für die Umsetzung europarechtlicher Vorgaben der novellierten Strombinnenmarktverordnung.

4.2. Erschließung von V2G-Flexibilitätpotenzial

Geschaffen wurde das Modell des virtuellen Bilanzierungsgebiets, um Elektromobilität effizient und wettbewerbsfähig in das Energiesystem zu integrieren. Elektromobilität ist Sektorenkopplung in ihrer wertvollsten Form, weil Elektrofahrzeuge nicht nur Verbraucher sind, sondern bewegliche Speicher. Ein virtuelles Kraftwerk mit beweglichen Teilen: Fahrzeuge, deren Energiemengen ladevorgangsscharf und in beide Richtungen Bilanzkreisen zugeordnet werden müssen, zwingend hinter fremden Zählern und – logische Konsequenz der Mobilität – an wechselnden Standorten. Die Festlegung BK6-20-160 in Kombination mit BK6-24-267 klärt die Anwendung für Ladepunkte. Die angestrebte systemische Wirkung kann sich erst dann vollständig entfalten, wenn auch die Einspeisung (Vehicle-to-Grid – V2G) im selben Rahmen abgebildet wird. Der Zugang zum Flexibilitätpotenzial der Elektromobilität wird deutlich verbessert.

4.3. Energiesystem ohne Lastprofile

Über die Netzkoppelpunkte zwischen virtuellem Bilanzierungsgebiet und den vorgelagerten Netzgebieten werden Viertelstunden-Lastgänge ausgetauscht statt Profile. Somit reduziert sich das Differenzbilanzausgleichsrisiko (DBA-Risiko) für die beteiligten NB. Vor allem aber werden vBB auch innerhalb ihrer vBG ausschließlich mit Lastgängen operieren, um ihr DBA möglichst klein zu halten. Die vBB können sich daher beschränken auf Prozesse und Stammdaten für Aggregation, Bilanzierung und Abrechnung auf der Basis von Viertelstundenwerten. Durch die Abstraktion wird auch die Einführung der Bilanzierung auf der Basis von Fünf-Minuten-Werten möglich.

Auf die historisch gewachsene Notwendigkeit zur Handhabung von Lastprofilen im bestehenden Energiesystem kann in einem virtuellen Bilanzierungsgebiet verzichtet werden: Es braucht keine Mehrtarifzähler, keine Schaltzeitdefinitionen, Konfigurations-IDs, etc. Da alle Teilnahme freiwillig ist, kann jede Tarifierung zu jedem Anwendungszweck auf gemessene Viertelstundenwerte aufsetzen. Dadurch vereinfacht sich der Datenaustausch nochmals stark und es entstehen Spezialisierungsvorteile, die abermals der Beschleunigung der Digitalisierung dienen. Das virtuelle Bilanzierungsgebiet bieten somit eine Chance, Erkenntnisse zu gewinnen für die Vereinheitlichung und Vereinfachung der Bestandssysteme, wenn zukünftig SLP-Haushalte ebenfalls auf Viertelstunden-Bilanzierung umgestellt werden.

4.4. Energiegemeinschaften

Energy Sharing geht über das Teilen von Strom innerhalb eines Gebäudes hinaus. Erzeugungsmengen werden dabei über mehrere Liegenschaften und Netzgebiete hinweg

geteilt – ohne eine integrierte Vollversorgung und unter Nutzung des öffentlichen Netzes, das heißt mit Bilanzierung der Strommengen. Die Einhaltung der gesetzlichen Frist zur Ermöglichung von Energy Sharing scheitert aktuell insbesondere an der Diskussion der Branche, wie die Aufteilung des Verbrauchs von Sharing Teilnehmenden auf zwei MaLos erfolgen soll. Gleichzeitig besteht mit dem vBG genau für diese Herausforderung ein Lösungspfad – anknüpfend an Standardprozesse – der nicht nur die Realisierung von unterschiedlichen Sharing Use Cases vom einfachen Anwendungsfall (Doppelhaushälfte mit Süddach und Solaranlage teilt Strom mit der benachbarten Hälfte mit Norddach) bis zum komplexeren Anwendungsfall (Mieterstromhaus teilt nicht vor Ort genutzten Überschuss mit Mieterstromhaus auf der anderen Straßenseite, dessen Aufdachanlage in einem ungünstigeren Verhältnis zu dem darunter liegenden Energiebedarf steht) realisieren kann, sondern auch den NB eben von der Herausforderung entlastet, Lokationsbündelstrukturen mit mehreren Liegenschaften zu bilden und konsistente Stammdatenmodelle dafür aufzubauen und nachzuhalten. Die Leistungsfähigkeit des vBG für Energy Sharing wollen wir in einer gemeinsamen Pilotierung unter anderem mit der Genossenschaft BürgerEnergie Nord im Rahmen des vom BMWF geförderten Verbundforschungsvorhabens SKIES demonstrieren.

4.5. Verwendung Spezieller Messgeräte

Artikel 7b Abs. 2 VO (EU) 2019/943 (Strombinnenmarktverordnung) sieht vor, dass zur Bewirtschaftung von Flexibilitäten sog. **Spezielle Messgeräte** verwendet werden dürfen (Dedicated Measurement Devices – DMD), dem insoweit klaren Wortlaut nach auch außerhalb der nationalen Regelungen zu Messstellen und Smart Metering:

(2) Wenn ein Endkunde über keinen intelligenten Zähler verfügt oder der intelligente Zähler eines Endkunden nicht die Daten liefert, die für die Erbringung von Laststeuerungs- oder Flexibilitätsleistungen, auch über einen unabhängigen Aggregator, benötigt werden, akzeptieren Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber zur Abrechnung von Laststeuerungs- und Flexibilitätsleistungen — sofern verfügbar — die Daten von speziellen Messgeräten, auch aus der Energiespeicherung, und der betreffende Endkunde wird von ihnen bei der Beschaffung von Flexibilitätsleistungen nicht diskriminiert.

In Deutschland ist bislang nicht klar, wie diese Regelung praktisch umgesetzt werden kann (vgl. Artikel 7b Abs. 3), da in der regulierten Marktkommunikation zuerst Datenmodelle für DMDs geschaffen und darin DMD beschrieben werden müssten. Weil es bei DMDs aber gerade darum geht, zur Marktintegration von kleinen Flexibilitäten vorhandene Messgeräte möglichst schnell nutzbar zu machen, würde solch eine langwierige Standardisierung von DMDs das Ziel verfehlen. Weiterhin ist es nicht das Ziel der Regelung, sich darauf zu verständigen, dass für DMD dieselben Regeln gelten wie für alle anderen Zähler – denn dies würde offensichtlich dem Gesetz widersprechen, das Vereinfachungen zur Beschleunigung vorsieht.

Anstatt alle DMDs zu standardisieren, damit alle gut 860 NB Werte derselben akzeptieren können, kann die Messwerterfassung und -verarbeitung wettbewerblich durch vBB und wMSBs erfolgen. Ein vorgelagerter NB muss die nachgelagerten MeLos und Messgeräte, die im Kundenauftrag berücksichtigt werden sollen, nicht mehr in seinem IT-System

abbilden, da die Lastgänge aus den DMDs über den vBB in die Bilanzierung einfließen anstatt über den NB. Bereits heute passiert auf Grundlage von BK6-20-160 genau das: Der vBB bezieht Ladevorgangsdaten aus Ladestationen und bilanziert diese im Auftrag des Ladestationsbetreibers. Aus unserer Sicht kann diese Vorgehensweise als Blaupause für den Umgang mit DMDs dienen, deren Messwerte heute bereits über den von der BNetzA vorgegebenen Weg des virtuellen Bilanzierungsgebiets in die energiewirtschaftlichen Prozesse einfließen.

4.6. Regulatory Sandbox

Die regulierten Netznutzungsentgelte verrechnet der NB dem nachgelagerten vBB für jeden Netzkoppelpunkt – also für jeden Netzanschluss einer ins Modell 2 umgezogenen Liegenschaft. An der Netznutzungsabrechnung ändert sich daher für den NB nichts.

Innerhalb des vBG ist der vBB jedoch frei, diese Entgelte weiterzuverrechnen, denn die Verträge zwischen vBB, wMSB, LF und Endkunden sind privatwirtschaftlicher Natur. Diese Freiheit kann genutzt werden, um neue Entgeltsystematiken zu testen:

- Beispielsweise können Preise zur Nutzung des vBG nodal, dynamisch oder lastorientiert gestaltet werden um die Auswirkung auf das Verhalten von Anlagen, Endkunden und Lieferanten zu untersuchen.
- Es können *Energiegemeinschaften* innerhalb eines virtuellen Bilanzierungsgebiets über Liegenschaften und sogar Netzgebiete hinweg organisiert und nur die Energieflüsse innerhalb einer Gemeinschaft begünstigt werden – also z.B. von einer gemeinsam errichteten Windenergieanlage vor der Stadt zu den Wohnungen der Mitglieder.
- Eine weitere Anwendung wäre die Entgeltprivilegierung beim Laden von Strom vom eigenen Dach in das Fahrzeug an einer Ladesäule auf dem Parkplatz des Arbeitgebers, oder bei der Rückspeisung von zuvor beim Arbeitgeber tagsüber geladenen Strom, wenn das Fahrzeug in der Nacht an der Wallbox zu Hause hängt.

All diese Entgelte können ohne die Notwendigkeit für regulatorische Ausnahmen getestet werden, da sie auf privatwirtschaftlichen Verträgen mit dem vBB basieren. Die Differenz zu den an den Netzkoppelpunkten dem vBB verrechneten Netznutzungsentgelten könnte z.B. im Rahmen von Förderprojekten finanziell ausgeglichen werden. Das virtuelle Bilanzierungsgebiet eines vBB wird somit zu einer effizienten Regulatory Sandbox.

4.7. Ein Netzbetreiber für die Kundenanlage

Mit seinem [Urteil vom 2024-11-24](#) hat der EUGH entschieden, dass allgemeine Kundenanlagen nach § 3 Nr. 24a EnWG von den Anforderungen an Verteilernetze zu befreien, nicht mit dem Unionsrecht vereinbar ist. Für Mieterstromprojekte über mehrere Gebäude hinweg entsteht dadurch eine große Rechtsunsicherheit, welche aktuell durch eine Übergangsregelung aufgefangen wurde. Das Kernproblem bleibt jedoch bestehen: Wie kann innerhalb von Liegenschaften Energie gemeinsam und effizient genutzt werden, ohne dass der Betreiber der ehemaligen Kundenanlage riskiert, als Netzbetreiber eingeordnet zu werden? Die Forderung aus dem Unionsrecht zielt vor allem darauf ab sicherzustellen, dass alle Anschlussnutzer in einer solchen Liegenschaft diskriminierungsfrei einen Versorger frei wählen können – was in dem Vorlagefall nicht gewährleistet wurde.

Ein Lösungsansatz bietet die Weiterentwicklung des vBB zu einem eigenständigen Konstrukt für diesen Fall, vergleichbar den Regelungen für geschlossene Verteilernetze in

DECARBONIZE

virtual power networks

§ 110 EnWG: Der Betreiber einer Kundenanlage könnte einen wettbewerblich agierenden vBB Beauftragen, seine komplette Kundenanlage in ein vBG zu verschieben und darin mittels der in Abschnitt 3.3 beschriebenen Prozesse für alle Anschlussnutzer die freie Lieferantenwahl sicherstellen. Ziel der Regulierung der vBB wäre es, diese auf die Einhaltung der [Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität](#) (GPKE) zu verpflichten, um allen Lieferanten diskriminierungsfrei Zugang zum vBG zu gewähren. Weitere Netzbetreiberpflichten wären auf ihre Sinnhaftigkeit zu prüfen, sollten aber ganz überwiegend entbehrlich sein. Der europarechtlichen Forderung, Lieferanten frei wählen zu können, würde damit entsprochen, ohne dem Betreiber des Netzes der öffentlichen Versorgung zusätzliche Aufgaben für tausende von Liegenschaften aufzubürden.

5. Fazit

Digitalisierung beschleunigen, Netzbetreiber durch wettbewerbliche Messwertverarbeitung, Aggregation und Bilanzierung auf Kundenwunsch entlasten: Der Betreiber eines regelzonenweiten virtuellen Bilanzierungsgebiets (vBB) mit den Rollen eines *wettbewerblichen Messwertverarbeiters* und eines *wettbewerblichen Bilanzierungs- und Aggregationsverantwortlichen* kann eine freiwillige Abstraktionsebene zur zentralisierten Abwicklung bislang regulierter Netzbetreiberprozesse bereitstellen – vergleichbar einem Deutschland-Stack zur Verteilnetzdigitalisierung. Auf diese Weise müssen Netznutzer in der Umsetzung vieler Prozesse nicht mehr individuell mit knapp 870 Netzbetreibern interagieren. So kann der Aufwand für private Akteure erheblich reduziert werden, neue Dienstleistungen – wie z.B. die Direktvermarktung kleiner PV-Anlagen mit Speicher – flächendeckend rasch und einheitlich anzubieten. Die bereits existierende digitale Abstraktionsebene des virtuellen Bilanzierungsgebiets fügt sich in das bestehende System ohne große Anpassungen der vorhandenen Geschäftsprozesse und Datenformate ein. NB werden von der Handhabung vieler komplexer Spezialfälle entlastet.

Innovation in der Liegenschaft ermöglichen: Anstatt Stammdaten immer komplexer werdender Messstellen in sehr diversen Liegenschaften einzurichten, zu verwalten und mit allen Beteiligten synchron zu halten, kann für die NB die Schnittstelle auf den digitalen Netzanschluss reduziert werden, über welchen lediglich Netzgangzeitreihen ausgetauscht und ggf. Leistungsvorgaben gemacht werden. Damit können innovativen Lieferanten und Direktvermarkten neue Dienstleistungen viel schneller über alle Verteilnetze hinweg etablieren. Die Effizienz steigt, die Kosten sinken.

Energiewende beschleunigen: Wir sehen in dieser Übertragung bewährter Ansätze, insbesondere aus der Telekommunikation, eine herausragende Chance für das deutsche Energiesystem: Die Abstraktion des virtuellen Bilanzierungsgebiets ermöglicht Innovationen, um privatwirtschaftliche Anwendungen der Energiewende signifikant zu beschleunigen.

DECARBONIZE

virtual power networks

decarbon1ze entwickelt digitale Messdienstleistungen und ermöglicht die direkte Belieferung von Elektroautos oder Wärmestromverbrauchern behind-the-meter im virtuellen Bilanzierungsgebiet. Die digitale Ebene erleichtert auch die Abwicklung von Prosumer-Dienstleistungen, von gemeinschaftlichem Eigenverbrauch oder Vor-Ort-Versorgung.

Dr. Arwen Colell (arwen.colell@decarbon1ze.com)

Knut Hechtfisher (knut.hechtfisher@decarbon1ze.com)

Dr. Ulrich Schuster (ulrich.schuster@decarbon1ze.com)

decarbon1ze GmbH

Hedwig-Dohm-Straße 4

10829 Berlin

<https://decarbon1ze.com>