

Kommentare zum BNetzA- Eckpunktepapier zur zukünftigen Aggregation und Abrechnung bilanzierungsrelevanter Daten

Wir begrüßen die Einführung der neuen Marktrolle des Aggregationsverantwortlichen (AGV) – und hoffen, dass die nötige Grundlage für diese Rolle zeitnah geschaffen wird in der anstehenden Novelisierung relevanter energiewirtschaftlicher Gesetze. Die Trennung der Aggregation von den sonstigen Aufgaben der Netzbetreiber (NB) und Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) kann zur Vereinfachung von Prozessen genutzt werden, wie im Eckpunktepapier ersichtlich; darüber hinaus bietet diese Trennung die Chance, auch die Umsetzung in der Praxis samt zugehöriger Marktkommunikation zu vereinfachen.

Ausgangspunkt des Festlegungsverfahrens BK6-24-210 ist die Aggregation als Mittel des Datenschutzes. Dementsprechend liegt der Fokus des Eckpunktepapiers auf der Durchsetzung desselben mittels der skizzierten Aggregation in einem MaBiS-Hub. Wir möchten anregen, diesen engen Fokus zu weiten, um Vereinfachungen zu erschließen und bislang ungenutztes Innovationspotenzial zu heben für viele Anwendungsfälle, die nicht aus dem Datenschutzzweck hergeleitet werden. Dazu schlagen wir vor, **für freiwillige Anwendungsfälle die Rolle des Aggregationsverantwortlichen auch wettbewerblich auszugestalten im Rahmen eines virtuellen Bilanzierungsgebiets**. Im Folgenden erläutern wir zuerst die Chancen der wettbewerblichen AGV-Rolle und gehen dann auf die konkrete Umsetzung ein.

Chancen der AGV-Rolle

Im Energiesystem heute aggregieren die Netzbetreiber (NB und ÜNB) Zählerstandsgänge (ZSG) und Lastgängen – im Folgenden gemeinsam als Messwertgänge bezeichnet. Diese von den regulierten natürlichen Monopolen der Netzbetreiber ausgeführte Aufgabe ist ihrer Art nach nicht monopolistisch. Ebenso wie die Stromlieferung oder auch der Messstellenbetrieb kann diese Dienstleistung vom eigentlichen Netzbetrieb abstrahiert und bereits heute im Rahmen eines *virtuellen Bilanzierungsgebiets* auch durch Dritte ausgeführt werden.

Im Eckpunktepapier ist die Verlagerung der Aggregation von über 860 Netzbetreibern zu einer zentralen Stelle vorgesehen. Wir sehen hier die Chance, mit der Einführung der Rolle des AGV **die Aggregation bei freiwilligen Anwendungsfällen wettbewerblich auszugestalten in einem abgegrenzten und rückstandsfrei wieder entfernbaren virtuellen Bilanzierungsgebiet**, um so für mehr Innovation und Geschwindigkeit bei niedrigeren Kosten zu sorgen. Um die sich ergebenden Chancen zu beleuchten, grenzen wir zuerst den Pflichtfall ab, auf den die im Eckpunktepapier skizzierte zentrale Aggregation abzielt. Sodann betrachten wir die verbleibenden Fälle und zeigen exemplarisch, wie eine wettbewerbliche Aggregation auf freiwilliger Basis Innovation ermöglichen und die Prozesseffizienz steigern kann.

Zentrale Aggregation für den Pflichtfall

Gemäß dem Eckpunktepapier soll die heutige Aggregationsaufgabe der Netzbetreiber an den zentralen „bundesgrundzuständigen“ AGV übertragen werden. Diese Zentralisierung der Aggregation bei einer behördlich beaufsichtigten Stelle mit eng definierten Kompetenzen und ohne Zugriff auf die Stammdaten natürlicher Personen erscheint aus datenschutzrechtlicher Perspektive sinnvoll und notwendig zum Schutz der besonders sensiblen personenbezogenen Messwertgänge der obligatorischen Anwendungsfälle – also immer dann, wenn durch die gesetzliche iMS-Einbauverpflichtung bei natürlichen Personen in der Grundversorgung Zählerstandsgänge erhoben werden.

Im Detail: Mit der Festlegung BK6-24-174 zur Umsetzung der §§ 60ff EnWG muss ab 2025-04-04 jedes iMS einen ZSG mit viertelstündlicher Auflösung erheben und an den zuständigen MSB übermitteln. Aus dem viertelstundenscharfen ZSG kann auf Details der persönlichen Lebensführung geschlossen werden. Bislang liefern mehr als 50% der installierten iMS lediglich die kumulierte Energiemenge eines Monats, welche keine derartigen Einblicke ermöglicht. Erst der Pflichteinbau eines iMS gemäß MsbG in Kombination mit der verpflichtenden Übermittlung eines ZSG führt zu einem Eingriff in das Recht auf informationelle Selbstbestimmung.

Zur Abrechnung der heute üblichen Arbeitstarife sind lediglich Arbeitswerte und standardisierte Lastprofile (SLP) erforderlich. Mit der verpflichtenden Erhebung von viertelstündlichen ZSG werden in Zukunft Tarife möglich, die sich wie folgt systematisieren lassen:

1. Basistarife: Hierbei werden weiterhin sowohl die Energiekosten des Lieferanten, die Netznutzung sowie alle Abgaben und Umlagen pro kWh abgerechnet, ohne Ansehen des individuellen zeitlichen Verbrauchsverlaufs. Folglich sind Jahres- oder Monatsarbeitswerte ausreichend zur Abrechnung.
2. Zeitvariable und dynamische Tarife: Bei diesen Tarifen variiert der Preis pro kWh über der Zeit, z.B. in Viertelstunden- oder Stundenschritten.
3. Tarifinnovationen: Kombinationstarife mit einem dynamischen Anteil sowie weiteren Bedingungen, wie z.B. einer Preisabsicherung oder einer Vergünstigung bei der Beeinflussung flexibler Lasten durch den Lieferanten oder dessen Aggregator.

Nach unserem Verständnis bedient der skizzierte MaBiS-Hub insbesondere den Pflicht-Anwendungsfall der Grundversorgung: Die Tarife der Grundversorgung mit iMS werden weiterhin Basistarife sein; weder LF noch NB benötigen Viertelstundenwerte zu deren Abrechnung. Arbeitswerte können vom MSB ermittelt werden – entweder anhand des ZSG, oder direkt aus dem iMS über einen zusätzlich auf dem SMGW konfigurierten Tarifanwendungsfall (TAF) 1. Die Bilanzierung hingegen wird auch bei den Basistarifen gemäß BK6-24-174 auf Messwertgänge umgestellt. Deswegen benötigen Lieferanten und deren BKV für die Bewirtschaftung ihrer Bilanzkreise die entsprechenden Summenzeitreihen. Stand heute werden diese Bilanzkreis-Summenzeitreihen (BK-SZR) und Lieferanten-Summenzeitreihen (LF-SZR) von NB oder ÜNB aus den Einzelzeitreihen aggregiert; zusätzlich übermittelt der MSB heute die Einzelzeitreihen auch direkt an den zuständigen LF. Mit der zentralen Aggregation kann die Übermittlung der sensiblen Einzelzeitreihen entfallen: NB, LF und deren BKV erhalten dann nur noch die aggregierten BK-SZR und LF-SZR, aus denen nicht mehr auf das individuelle Verbrauchsverhalten zurückgeschlossen werden kann.

Zur Abrechnung zeitvariabler Tarife, dynamischer Tarife oder neuer Kombitarife brauchen Lieferanten den Messwertgang oder eine geglättete Version davon – z.B. mit stündlicher statt viertelstündlicher Auflösung. **Für diese freiwilligen Tarife ist die Aggregation im MaBiS-Hub aus**

Datenschutzsicht nicht erforderlich, sondern kann wettbewerblich erfolgen. Insbesondere Tariffinovationen kann ein auf Standardisierung angewiesener Hub nicht abbilden.

Aggregation außerhalb des Pflichtfalls

Neben dem oben skizzierten Pflichtfall – iMS Pflichteinbau mit verpflichtender Erhebung eines ZSG – existieren eine ganze Reihe an Konstellationen, in denen LF oder NB individuelle ZSG benötigen oder Kunden sich freiwillig für die kontrollierte Weitergabe der ZSG entscheiden können:

- Einbau eines iMS auf Kundenwunsch, für Messstellen die nicht vom Pflichteinbau gemäß MsbG erfasst sind.
- Wahl eines Tarifs außerhalb der Grundversorgung, für den der Lieferant zur Abrechnung auf den individuellen ZSG angewiesen ist – wie z.B. ein dynamischer Tarif.
- Bilanzierung individueller Ladevorgänge aus Messgeräten im Anwendungsbereich der Elektromobilität hinter einem vorgelagerten iMS oder RLM-Zähler.
- Nachweis des Einsatzes einer Flexibilität – z.B. bei zusätzlichen Verbrauchern nach § 13k EnWG („Nutzen statt Abregeln“).
- Wahl einer sonstigen LF-Dienstleistung, für die Kunde und LF die Weitergabe des individuellen ZSG vereinbaren. Dabei kann es sich beispielsweise um die Beeinflussung von Flexibilitäten hinter dem Zähler handeln; oder um bessere Prognoseverfahren als auf der Basis der Summenzeitreihen möglich – z.B. spezifisch für Elektrofahrzeuge, Heimspeicher oder Wärmepumpen, gekoppelt an ein spezialisiertes Endkundenprodukt im Austausch gegen ZSG-Daten.

All diese Anwendungsfälle sind freiwillig; Kunden haben im Rahmen der gesetzlich bestimmten Kündigungsfrist immer die Möglichkeit, in die datensparsame Grundversorgung zu wechseln, ohne dass dadurch ihre Versorgung mit Elektrizität verhindert würde.

Der im Eckpunktepapier skizzierte MaBiS-Hub soll auch Funktionen für diese freiwilligen Anwendungsfälle bieten, wie z.B. die Weiterleitung von Einzelzeitreihen oder die viertelstundenscharfe Gewichtung einer Einzelzeitreihe mit einer Preiszeitreihe. Wichtig für diese über einen zentralen AGV abgewickelten freiwilligen Anwendungsfälle ist, dass nicht durch Vorgabe enger Standards Wettbewerb und Innovation eingeschränkt werden. So kann etwa eine standardisierte Vorschrift zur Erstellung einfacher viertelstündlicher Preiszeitreihen andere Produkte nicht abbilden, wie z.B. dynamische Tarife mit Preisabsicherung¹. Deswegen sollte bei einem zentralen AGV strikt **zwischen dem Pflichtfall und den freiwilligen Anwendungsfällen differenziert werden**.

Hintergrund: Bisher unterscheidet datenschutzgetriebene Regulierung im Energiesystem kaum zwischen Fällen, die dem eigentlichen Schutzzweck dienen sowie freiwilligen Fällen. Im Ergebnis werden für den datensparsamen Fall entworfene Prozesse und technische Richtlinien auch für alle anderen Fälle angewandt, wo sie in die Vertragsfreiheit eingreifen, Innovationen verhindern, die Umsetzung verzögern, Wettbewerb unterbinden und damit die Kosten hoch halten. Bestes Beispiel hierfür ist die Smart-Metering Infrastruktur, bei deren technischer Ausgestaltung vor bald zehn Jahren weder freiwillige Einbaufälle noch Fälle nicht-personenbezogener Messungen ausreichend berücksichtigt wurden. Es gilt daher für die Zukunft zu vermeiden, dass nur noch die vom zentralen Hub unterstützten Produkte und Dienstleistungen zulässig sind, weil andere Wege der Aufgabenbesorgung verboten werden. Economies of Scale & Scope des Hubs sollen den Standardfall beschleunigen und

¹ Siehe z.B. <https://neon.energy/Neon-Dynamischer-Tarif.pdf>

vereinfachen; gleichzeitig dürfen aber Innovationen – die notwendigerweise immer abseits des Standards stattfinden – nicht ausgebremst oder gar verhindert werden: **Der MaBiS-Hub darf die freie Vertragsgestaltung zwischen Endkunden, Lieferanten, und weiteren wettbewerblichen Dienstleistern im Energiesystem nicht unangemessen einschränken und so die Entwicklung innovativer Produkte und Dienstleistungen behindern.**

Chancen der Wettbewerblichen Aggregation

Die oben genannten Anwendungen außerhalb des Pflichtfalls können über einen zentralen AGV verarbeitet werden – im einfachsten Fall, indem dieser die individuellen Zeitreihen an die jeweils Berechtigten zur Verarbeitung weiterleitet. Darüber hinaus jedoch gibt es eine ganze Reihe von Anwendungen, wo ein einziger zentraler AGV nachteilig wäre, wie beispielsweise die von decarbonize bereits heute umgesetzte ladevorgangsscharfe Energiemengenzuordnung von Elektrofahrzeugen.

Da ein zentraler, verpflichtend zu nutzender AGV als hoheitliche Funktion oder als Monopol reguliert werden muss, darf er nur regulierte Leistungen erbringen – auch für nicht durch den Datenschutz motivierten Anwendungsfälle. Alle innovativen Ansätze müssten – wie heute bei der Aggregation durch die NB – langwierig spezifiziert, konsultiert und dann zentral implementiert werden – mit hohen initialen Kosten für die Allgemeinheit, ohne, dass bereits die Praxistauglichkeit nachgewiesen wäre oder sich Geschäftsmodelle etabliert hätten. Erfahrungen der letzten Jahre bei der immer noch mangelhaften Marktintegration kleiner Flexibilitäten hinter dem Zähler zeigen, dass es im aktuellen Technologieumfeld sehr schwierig ist, mit dem technischen Wandel und den sich daraus ableitenden Geschäftsmodellen Schritt zu halten. Insofern birgt ein solcher Ansatz die Gefahr, eben nicht zur Beschleunigung der Energiewende beizutragen.

Aus unserer Sicht ist deswegen die Verlagerung der Aggregationsverantwortung von den NB auf eine zentrale Instanz noch nicht die ganze Lösung, sondern deckt nur die heute ausreichend bekannten und umfassend regulierten Standardfälle ab. In Unkenntnis der Zukunft kann die umfassende Regulierung des zentralen AGV nicht alle Spezialfälle und möglichen Innovationen berücksichtigen. Deswegen sehen wir neben dem bundesgrundzuständigen AGV eine große Chance in der wettbewerblichen Ausgestaltung der Rolle des AGV, mit Aggregationsverantwortung für ein messtechnisch abgegrenztes und rückstandsfrei entfernbares virtuelles Bilanzierungsgebiet.

Folgende Beispiele sollen die Leistungsfähigkeit und das Innovationspotenzial des wAGV illustrieren:

- Heute bereits umgesetzt ist die wettbewerbliche Aggregation bei der *ladevorgangsscharfen Energiemengenzuordnung für die Elektromobilität* gemäß Festlegung BK6-20-160 nebst zugehöriger BDEW-Anwendungshilfe. Weil Elektrofahrzeuge als Marktlokationen mobil sind, braucht es eine Aggregation der aus Ladevorgängen gewonnenen Messwertgänge über Teilnetzgrenzen hinweg. Diese erfolgt heute wettbewerblich durch Dritte im Rahmen eines virtuellen Bilanzierungsgebiets und wird aktuell im Vergabeverfahren des Bundes für öffentliche E-LKW Schnellladeinfrastruktur gefordert.² Derzeit agieren diese Dritten der Marktrolle NB, ohne selbst Netzbetreiber im Sinne des §3 EnWG zu sein. Eine Zentralisierung der ladevorgangsscharfen Energiemengenzuordnung würde die Anbindung der Charge-Point-Management-Systeme (CPMS) aller teilnehmender Ladepunktbetreiber an den zentralen MaBiS-Hub bedeuten. Diese Zentralisierung ist nicht erforderlich. Stattdessen könnten die derzeit als „Netzbetreiber des Ladepunktbetreibers“ bezeichneten Dritten die Rolle eines

² Siehe https://www.autobahn.de/storage/user_upload/qbank/Projektexpose_Ausschreibung_LKW-Schnellladenetz_unbewirtschaftete_Rastanlagen.pdf

wAGV einnehmen und in dieser Rolle die aggregierten Summenzeitreihen den Lieferanten und BKV bereitstellen.

- Die Zuordnung und Aggregation von Ladevorgängen zu unterschiedlichen Bilanzkreisen kann als Spezialfall der *transaktionalen Energiemengenzuordnung* gesehen werden. Im Kern werden dabei Abschnitte von Einzelzeitreihen, auch als „Energy Block“ bezeichnet³, unterschiedlichen Bilanzkreisen zugeordnet. Damit wird es möglich, Flexibilität hinter dem Netzanschlusspunkt zeitlich abgegrenzt ohne physische Umschaltung unterschiedlich zu bilanzieren – z.B. für Eigenverbrauch oder Netzbezug. Zur Erfassung solcher Energy Blocks auch außerhalb der Elektromobilität haben wir im DigENet Förderprojekt FlexMC zusammen mit den Partnern Theben Smart Energy und 50Hertz Transmission sowie in Abstimmung mit dem BSI einen ereignisorientierten Tarifierungsfall entwickelt, welcher zusätzlich zu einem ZSG (TAF 7) auf ein Ereignis hin einen Zählerstand erfasst. Somit wird es möglich, über das SMGW Energy-Blocks zu markieren – wie, z.B. durch das Ein- und Ausschalten eines Verbrauchers oder durch die Umschaltung eines Speichers zwischen Eigen- und Netzbezug.⁴ Dieser ereignisorientierte TAF soll mit der Version 2 von Technischer Richtlinie und Schutzprofil als BSI-Begleitdokument veröffentlicht werden, damit er von allen SMGW-Herstellern umgesetzt werden kann. Die Aggregation und Zuordnung von Energy Blocks zu Bilanzkreisen kann je nach Anwendung auf vielfältige Weise erfolgen, voraussichtlich anhand spezifisch auf die Kundenanlage abgestimmter Regeln und Steuerung. Die Vielfalt der möglichen Regeln kann kaum bei einem zentralen AGV abgebildet werden.
- Die *gemeinschaftliche Gebäudeversorgung (gGV)* kann durch die Kombination der Rolle eines wAGV und eines wMSB erheblich vereinfacht werden: Derzeit bedarf es aufwändiger Prozesse und dafür regulierter Marktkommunikation zwischen NB und MSB zur Einrichtung der Lokationsbündelstruktur, zur Definition eines virtuellen Summenzählers, und zur Übermittlung der Berechnungsformeln. Das in der EnWG-Novelle als § 20b angedachte Portal soll hier zwar Abhilfe schaffen; aber auch dabei handelt es sich um eine zentralisierte Lösung, die nur können darf, was reguliert ist und somit Innovationen bremst. Die Kombination aus wAGV und wMSB hingegen kann die Aufteilung von Gebäudestrom auf die Teilnehmer wesentlich flexibler gestalten, ohne den vorherigen Austausch regulierter Lokationsbündelstruktur und Berechnungsformeln.⁵ So ist es z.B. möglich, Wohnung und Ladestation eines Kunden zusammenzufassen, oder sogar bei gemeinsam genutzten Ladestationen ohne feste Zuordnung ladevorgangsscharf Gebäudestrom und Residualbezug aus dem Netz abzugrenzen. Ebenso sind heute bereits Modelle möglich, bei denen Nachbarn ihren Gebäudestrom-Anteil zeitweise auf eine andere Partei übertragen. Hier eröffnet sich ein großes Potenzial für innovative Produkte, welche die Adoption von gGV und damit die lokale Nutzung von PV-Strom fördern.
- Analog zur gGV, aber weitreichender, sind die Möglichkeiten eines wAGV in Kombination mit der wMSB-Rolle in der Umsetzung von *Energy Sharing* gemäß dem aktuellen Referentenentwurf zur Novellierung des EnWG. Hier kann eine wettbewerbliche Aggregation in einem

³ Siehe https://www.eliagroup.eu/-/media/project/elia/shared/documents/press-releases/2021/20210618_ccmd-press-release_en.pdf

⁴ Siehe hierzu die [Präsentation](#) im Rahmen der Veranstaltung Stromnetzdialog des Forschungsnetzwerks Energie vom 6. Juni 2024.

⁵ Ein entsprechendes Konzept haben wir zusammen mit der Stromnetz Berlin GmbH bereits erstellt; derzeit arbeiten wir an einer Pilot-Umsetzung am Beispiel einer Wohneigentümergeinschaft mit neun Parteien und einer gemeinsam genutzten PV-Anlage. Details des Konzepts stellen wir der BNetzA gerne in 2025-Q1 vor.

virtuellen Bilanzierungsgebiet die gemeinsame Nutzung einer Erzeugungsanlage sogar über Verteilnetzgrenzen hinweg ermöglichen.

- Einem wAGV wäre es möglich, hinter einem iMS am Netzanschlusspunkt Messwertgänge aus geeichten Messgeräten *unechter Messstellen* – den *dedicated measuring devices* gemäß EU-EMD – zu aggregieren, bis in der deutschen Smart-Metering Infrastruktur die technischen Voraussetzungen für kosteneffiziente anlagennahe Unterzähler geschaffen sind. Damit könnten kleine flexible Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen in Prosumer-Haushalten und Gewerbeimmobilien kostengünstig in den Strommarkt integriert werden und Preissignale ihre Wirkung entfalten.

Die Liste bereits existierender und zukünftiger Anwendungsfälle wettbewerblicher Aggregation zeigt deren Potenzial auf. Weitere Anwendungen, an die heute noch niemand denkt, werden entstehen, sobald die Möglichkeit dazu gegeben ist.

Allen Anwendungen gemein ist, dass die bislang auf NB und MSB aufgeteilten komplexen Prozesse mit aufwändig zu implementierenden Datenformaten wesentlich flexibler abgewickelt werden können und sich nicht auf den kleinsten gemeinsamen Nenner der Regulierung beschränken müssen, wenn die Aggregationsverantwortung wettbewerblich innerhalb eines auf solche Fälle spezialisierten virtuellen Bilanzierungsgebiet wahrgenommen wird.

In allen Fällen, in denen Kunden frei über die Verarbeitung ihrer Messwerte entscheiden dürfen, können auf diese Weise rasch innovative Produkte entstehen – oder aufgrund zu hoher Kosten oder mangels Nachfrage scheitern und deswegen rechtzeitig verworfen werden. Bei Erfolg können die dann bereits erprobten Prozesse für den zentralen AGV übernommen werden. Voraussetzung dafür: **Die nicht an ein natürliches Monopol gebundene Funktion der Aggregation muss als eigene Marktrolle so ausgestaltet sein, dass nicht ausnahmslos die Zentrale zuständig ist.**

Umsetzung der Aggregation

Zentraler MaBiS-Hub

Die folgenden Kommentare beziehen sich auf die Umsetzung der zentralen Aggregation in Form des skizzierten MaBiS-Hubs.

Unterscheidung in Pflichtfall und freiwillige Fälle

Der Hub muss ein Berechtigungsmanagement ausprägen, damit in freiwilligen Fällen Kunden tatsächlich von ihrer Vertragsfreiheit Gebrauch machen können. Natürliche Personen müssen auf Grundlage eines Vertrags mit einem Lieferanten oder BKV frei sein zu entscheiden, welche Messdaten weitergeleitet werden. **Der Hub darf nicht durch technische oder prozessuale Einschränkungen die freie Gestaltung von wettbewerblichen Produkten und Dienstleistungen verhindern.**

Folglich braucht es **klare Kriterien, um zwischen dem Pflichtfall und freiwilligen Fällen zu unterscheiden.** Dazu gehört auch eine Unterscheidung zwischen natürlichen und juristischen Personen, sowie rein technischen Anlagen (der Zähler vor einem öffentlichen Ladepark erzeugt grundsätzlich keine personenbeziehbaren Daten). Weiterhin **muss es für Endkunden möglich sein, eine Einwilligung abzugeben für die Weiterleitung bestimmter personenbezogener Daten an spezifizierte Dritte.** Dies kann entweder erfolgen durch einen personalisierten Zugang für Endkunden (z.B. per Bund-ID oder dem elektronischen Personalausweis), oder durch einen Prozess, über den Lieferanten oder BKV eine Vollmacht ihrer Kunden gegenüber dem Hub geltend machen können.

Bilanzierung auf der Basis von Profilen

Die Bilanzierung auf der Basis von Profilen ist seit langem gängige Praxis und aus Datenschutzsicht unbedenklich. Aus Gründen des Datenschutzes ist somit die zentrale Aggregation bei der Profil-Bilanzierung nicht erforderlich. Wenn andere Erwägungen für die Einbeziehung der Profil-Bilanzierung ausschlaggebend sind, **sollten diese offengelegt und ebenfalls zur Konsultation gestellt werden**. Insbesondere sollte dabei das Zielbild konsultiert und festgestellt werden, ob die Bilanzierung auf der Basis von Profilen langfristig bestehen bleibt. Andernfalls wäre zu prüfen, ob die übergangsweise Umstellung auf zentrale Profilbilanzierung erforderlich und wirtschaftlich sinnvoll ist.

Cyber-Resilienz

Der MaBiS-Hub ist als zentrales System skizziert, welches alle ZSG aus allen iMS verarbeitet, sowie alle Arbeitswerte aus modernen Messeinrichtungen (mME) und konventionellen Messeinrichtungen (kME). Damit wird der Hub zu einem prominenten Ziel für Angriffe: Sowohl durch kriminelle Akteure im Wege der Erpressung, wie auch durch staatlich unterstützte Akteure mit dem Ziel der Sabotage. Denn auch wenn der Hub nicht direkt an Netzleitsysteme oder andere operativ kritische Systeme der Netzbetreiber gekoppelt ist, können Fehler in oder die Nichtverfügbarkeit von einer großen Menge von bilanzierungsrelevanter Daten zu massiven Verwerfungen an den Strommärkten führen, mit weitreichender Auswirkung auf das Vertrauen der Endkunden und der Märkte bis hin zu direkten Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit mangels Prognosen.

Ein großes, zentrales IT-System wie den MaBiS-Hub abzusichern ist herausfordernd. Wie meist bei öffentlichen IT-Systemen besteht die Gefahr, dass Entwicklung und Betrieb vor allem darauf ausgelegt werden, keine formalen Fehler zu begehen. Dies treibt die Entwicklungskosten, macht Änderungen teuer und langsam, und beschränkt die Leistungsfähigkeit im Betrieb – ohne, dass die tatsächliche Sicherheit und Verfügbarkeit überdurchschnittlich hoch wären. Demgegenüber steht ein Modell mehrerer etwa gleich großer Hubs, die unabhängig entwickelt und betrieben werden. Je größer die Anzahl, desto weniger stellt die Kompromittierung eines Hubs eine strukturelle Gefahr für das Energiesystem dar.

Die Entscheidung für einen zentralen Hub oder ein verteiltes System erfordert eine umfassende Abwägung der wettbewerblich-ökonomischen aber auch technischen Chancen und Risiken. Dazu **sollten die Abwägungskriterien im laufenden Verfahren konsultiert und die Abwägung und Entscheidung offengelegt werden**, als wichtige Orientierung bei der Gestaltung der Software-Architektur und der Betriebsprozesse.

Bei der Entscheidung für ein zentrales System **sollte der Quellcode unter einer anerkannten Open-Source Lizenz veröffentlicht** werden, gemäß dem Prinzip „Public Money for Public Code“ sowie zur Stärkung des öffentlichen Vertrauens in die korrekte Implementierung der sensiblen Datenverarbeitungsschritte im Pflichtfall. Weiterhin **sollte es einen Prozess geben zur öffentlichen Meldung von Schwachstellen**, inklusive der Möglichkeit, Fehlerkorrekturen und Verbesserungen als sog. Pull-Requests direkt auf Ebene des Quellcodes einzubringen.

Schnittstellen und Datenformate

Ein MaBiS-Hub, egal ob als zentrales System oder mit mehreren verteilten Instanzen, bietet die Chance, die existierende EDIFACT-Marktkommunikation (MaKo) abzulösen – zumindest für den Datenaustausch, der über den oder die Hubs läuft. Diese Chance sollte genutzt werden, um Entwicklung, Test und Betrieb aller angeschlossenen IT-Systeme zu vereinfachen und damit für alle

beteiligten Marktakteure langfristig Kosten zu sparen. Mindestens ebenso wichtig ist der Zugang zu qualifizierten Fachkräften für Entwicklung, Wartung und Sicherheit, welcher nur bei der Verwendung von im Web-Umfeld etablierten Standards gewährleistet ist. **Die Schnittstellen sollten daher gemäß aktueller Web-Standards entwickelt werden.** Hier sei darauf hingewiesen, dass die von der Projektgruppe edi@energy bereits spezifizierten Schnittstellen für die Limitierung der Wirkleistung und für die Identifikation einer Marktlotation weiterhin **nicht** etablierten Web-Standards entsprechen.⁶

Darüber hinaus bietet die Neuentwicklung moderner Schnittstellen auch die Chance, das dahinterliegende Datenmodell zu aktualisieren. Dies sollte darauf abzielen, **durch weitgehende Typisierung fachlich unzulässige Werte auszuschließen.** Darüber hinaus sollte BNetzA

- **die Schnittstellenspezifikation in einem weit verbreiteten, automatisiert verarbeitbaren Format offen zugänglich machen** (z.B. OpenAPI 3)
- **und ein öffentlich zugängliches Referenz-Testsystem bereitstellen.**

Die Weiterentwicklung der Schnittstellen und Datenformate sollte über ein modernes Revisionsverwaltungssystem erfolgen (z.B. git), in welchem interessierte Parteien konkrete Änderungsvorschläge zur formalen Spezifikation einbringen können – also z.B. über sog. Pull-Requests gegen das Spezifikationsdokument. Wie bei nahezu allen großen Open-Source Entwicklungsprojekten **sollten fachliche Diskussionen anhand konkreter Änderungsvorschläge in einem Issue-Tracker nachgehalten werden**, anstatt wie bislang mittels für diesen Zweck weniger geeigneter PDF-Dokumente und Excel-Listen.

Wettbewerbliche Aggregation

Für die freiwillige wettbewerbliche Aggregation gelten auch heute bereits die grundlegenden gesetzlichen Anforderungen, die allgemeine Aufsicht durch die BNetzA, sowie die Forderung der MaBiS nach vollständiger Energiemengenzuordnung. Mit der expliziten Ausgestaltung der Rolle eines wettbewerblichen Aggregationsverantwortlichen **sollte die BNetzA im Rahmen ihrer Zuständigkeit für zusätzliche Transparenz und Rechtssicherheit sorgen**, z.B. in Bezug auf Audits der angewandten Aggregationsverfahren, Berichtspflichten und Prüfungsmöglichkeiten.

Für die Umsetzung wettbewerblicher Aggregation sehen wir das Konstrukt des virtuellen Bilanzierungsgebiets als nachweislich geeignet an, wie es in der Festlegung BK6-20-160 eingeführt wurde. **Die bestehenden Regeln könnten weiterentwickelt und angepasst werden auf die neue Rolle des wAGV.** Dazu gehört insbesondere die Verpflichtung der NB zur Kopplung der Bilanzierungsgebiete, klare Verantwortlichkeit für die Abführung von Abgaben und Umlagen, sowie zur Behandlung von Einspeisungen in einem virtuellen Bilanzierungsgebiet.

⁶ Details zur standardkonformen Umsetzung von Web-Schnittstellen und eine ausführliche Kritik der nicht standardkonformen Spezifikation der ersten edi@energy Web-Schnittstellen finden sich in den ausführlichen Erläuterungen von Octopus Energy Germany GmbH und der decarbonize GmbH zur Konsultation des „API-Webdienst MaLo-ID“ gemäß Mitteilung Nr. 40 der BK6 zu den MaKo-Datenformaten vom April 2024.