



Konzeptpapier der Smart-Meter-Initiative

Smart Meter Light

Technische und regulatorische Umsetzungsoptionen für einen kostengünstigen und cybersicheren Rollout-Pfad außerhalb der Pflichteinbaufälle

Diskussionsgrundlage zur Umsetzung des Beschlusses der Regierungskoalition in der Reformagenda „Ein Programm für Aufschwung und Beschäftigung“

Juli 2026

Kontakt: politik@octopusenergy.de

Transparenzhinweis: Dieses Papier wurde mithilfe von Künstlicher Intelligenz (KI) erarbeitet.

Inhalt

Zusammenfassung	3
1 Einleitung und Zielsetzung	4
1.1 Politischer Auftrag	4
1.2 Zielsetzung und Abgrenzung dieses Papiers	4
2 Ausgangslage und Rahmenbedingungen	5
2.1 Struktur der Messstellen und Stand des Rollouts	5
2.2 Rechtsrahmen des MsbG	5
2.3 Eichrechtliche Anforderungen	6
2.4 Europäischer Rechtsrahmen und absehbare Entwicklungen	7
2.5 1:n-Messkonzepte für Mehrfamilienhäuser	8
3 Anforderungsprofil eines Smart Meter Light	9
4 Konzept 1: Europäischer Standardzähler mit integriertem Kommunikationsmodul („Linky-Modell“)	12
4.1 Beschreibung	12
4.2 Lösung der Kernanforderungen	13
4.3 Herausforderungen	13
4.4 Bewertung	14
5 Konzept 2: Bestands-mME mit optischem Auslesegerät	15
5.1 Beschreibung	15
5.2 Lösung der Kernanforderungen	15
5.3 Herausforderungen	16
5.4 Bewertung	16
6 Konzept 3: Smarte mME mit LPWAN-Anbindung („Simplify Smart Metering“)	17
6.1 Beschreibung	17
6.2 Stärken	17
6.3 Herausforderungen	18
6.4 Bewertung	18
7 Querschnittsthemen	19
7.1 Zeitstempelung und Eichrecht: Vorschlag für ein gemeinsames Lösungsverfahren	19
7.2 Übermittlung der Viertelstundenwerte in die Marktkommunikation	19
7.3 Vereinfachung der IT-Prozesse	20
7.4 Kosten, Skaleneffekte und Finanzierung	20
7.5 Cybersicherheit: abgestuftes Schutzmodell	21
7.6 Umgang mit dem Bestand: Zählertausch versus Bestandsnutzung	21
8 Regulatorischer Anpassungsbedarf	22
9 Verhältnis zum Pflicht-Rollout intelligenter Messsysteme	23
10 Umsetzungspfad	24
11 Bewertung	25

Zusammenfassung

Die Regierungskoalition hat in ihrer Reformagenda „Ein Programm für Aufschwung und Beschäftigung“ vom 02. Juli 2026 beschlossen:

“Für Kunden, die nicht dem verpflichtenden Rollout unterfallen, etablieren wir ein kostengünstiges „Smart Meter Light“, mit dem sie kostengünstig und cybersicher ihre Stromrechnung optimieren können.”

Das vorliegende Konzeptpapier übersetzt diesen politischen Auftrag in eine technische und regulatorische Umsetzungsperspektive. Es versteht sich als sachliche Diskussionsgrundlage für Gesetzgeber, Behörden (BMWE, BNetzA, BSI, PTB), Messstellen- und Netzbetreiber, Zählerhersteller und Marktakteure.

Das Smart Meter Light ist als dauerhafte Ergänzung zum intelligenten Messsystem (iMSys) konzipiert, nicht als dessen Ersatz. Der Pflicht-Rollout nach dem Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) läuft unverändert weiter; Steuerungsvorgänge nach § 14a EnWG und § 9 EEG bleiben dem iMSys mit Smart Meter Gateway (SMGW) vorbehalten. Adressiert werden mit dem Smart Meter Light rund zwei Drittel aller Messstellen, die als sogenannte optionale Einbaufälle (Jahresverbrauch bis 6.000 kWh, EEG-/KWKG-Anlagen bis 7 kW ohne Steuerungsbedarf) nach heutiger Rechtslage auf absehbare Zeit keine fernauslesbare Messtechnik erhalten. In Mehrfamilienhäusern ergänzt das Smart Meter Light dabei die sogenannte 1:n-Anbindung, mit der mehrere Zähler eines Gebäudes ein gemeinsames SMGW nutzen (siehe Abschnitt 2.5).

Das Papier stellt drei technische Umsetzungskonzepte dar und bewertet sie entlang der zentralen Anforderungen Eichrechtskonformität (insbesondere Zeitstempelung), Übermittlung von Viertelstundenwerten in die Marktkommunikation (TAF-7-äquivalente Datenlieferung), Cybersicherheit, Kosten und Skaleneffekte sowie Aufrüstbarkeit zum iMSys:

- **Konzept 1 – Europäischer Standardzähler („Linky-Modell“):** ein Zähler mit integriertem Kommunikationsmodul auf Basis europaweit millionenfach erprobter Technik, der ggf. bei Bedarf über eine standardisierte Schnittstelle mit einem SMGW zum iMSys aufgerüstet werden kann. Dieses Konzept bietet die größten Skaleneffekte und die höchste betriebliche Robustheit.
- **Konzept 2 – Bestands-mME mit optischem Auslesegerät:** nutzt die bereits verbauten rund 28 Millionen modernen Messeinrichtungen über die optische INFO-Schnittstelle (z. B. Tibber Pulse, Powerfox). Als sofort verfügbare Einstiegs- und Übergangslösung wertvoll, sofern die Zeitstempelung über eine gesicherte Systemarchitektur gelöst und der Rechtsrahmen angepasst wird.
- **Konzept 3 – Smarte mME mit LPWAN-Anbindung (Ansatz „Simplify Smart Metering“):** fernauslesbare mME über LoRaWAN-, mioty- oder wM-Bus-Netze, insbesondere dort sinnvoll, wo Stadtwerke bereits flächendeckende LPWAN-Infrastruktur betreiben. Voraussetzung für einen bundesweiten, wettbewerblichen Einsatz ist ein diskriminierungsfreier Zugang wettbewerblicher Messstellenbetreiber zu diesen Netzen.

Die Konzepte schließen sich nicht aus, sondern adressieren unterschiedliche Zeithorizonte und Einsatzkontexte. Kurzfristig kann Konzept 2 auf Basis des Bestands Flexibilität und

Transparenz aktivieren; mittelfristig bilden die Konzepte 1 und 3 die skalierbare Zielinfrastruktur.

Wirtschaftlich ist das Smart Meter Light zugleich ein Kostensenkungsprogramm für die Digitalisierung des Messwesens. Die größten Hebel liegen im Verzicht auf die BSI-Sonderzertifizierung zugunsten verbindlicher BNetzA-Mindestspezifikationen, im Wegfall der Gateway-Administrations- und PKI-Architektur zugunsten einer international üblichen zweistufigen Systemlandschaft, in europaweit massengefertigter Gerätetechnik statt national zertifizierter Kleinserien sowie in der Nutzung vorhandener Kommunikationsnetze. In Summe erscheint ein Jahreskostenniveau erreichbar, das deutlich näher an der modernen Messeinrichtung (25 Euro) als am iMSys liegt – bei gleichzeitiger Entlastung der über Netzentgelte sozialisierten Systemkosten.

Regulatorisch erfordert die Umsetzung eine fokussierte MsbG-Novelle (Definition, Ausnahme von den §§ 21, 22 MsbG für definierte Anwendungsfälle, Einbauanspruch), eine BNetzA-Festlegungskompetenz für technische Mindestspezifikationen, eine frühzeitige Klärung eichrechtlicher Fragen mit der PTB. Die anstehenden europäischen Vorgaben zur Digitalisierung des Energiesystems sprechen dafür, den Rechtsrahmen jetzt proaktiv zu gestalten, statt später unter Zeitdruck nachzusteuern.

1 Einleitung und Zielsetzung

1.1 Politischer Auftrag

Mit der Reformagenda „Ein Programm für Aufschwung und Beschäftigung“ hat die Regierungskoalition festgelegt, für Kunden, die nicht dem verpflichtenden Rollout unterfallen, ein kostengünstiges „Smart Meter Light“ zu etablieren, mit dem diese kostengünstig und cybersicher ihre Stromrechnung optimieren können. Damit erkennt die Koalition an, was Marktakteure, die Monopolkommission in ihrem 10. Sektorgutachten Energie und zahlreiche Verbände seit längerem feststellen: Der bestehende Rechtsrahmen des MsbG bietet für den Großteil der Haushalte in Deutschland keinen wirtschaftlich tragfähigen Pfad zu einer fernauslesbaren, digitalen Messinfrastruktur.

Der Koalitionsbeschluss definiert dabei drei Leitplanken, an denen sich jede Umsetzung messen lassen muss: Das Smart Meter Light muss (1) kostengünstig sein, sowohl in der Anschaffung und im Betrieb als auch in seinen Auswirkungen auf die über Netzentgelte sozialisierten Systemkosten, es muss (2) cybersicher sein, ohne die für steuerbare Anlagen entwickelten Höchstanforderungen unverändert auf reine Messanwendungen zu übertragen, und es muss (3) dem Kunden die Optimierung seiner Stromrechnung ermöglichen, also insbesondere den Zugang zu dynamischen und zeitvariablen Tarifen sowie zu Verbrauchstransparenz eröffnen.

1.2 Zielsetzung und Abgrenzung dieses Papiers

Dieses Papier soll als Ausgangspunkt für die weitere fachliche Diskussion dienen, wie ein Smart Meter Light technisch und regulatorisch umgesetzt werden kann. Es legt die in der Branche diskutierten Umsetzungskonzepte systematisch dar, benennt die jeweiligen technischen und rechtlichen Hürden – insbesondere Eichrecht und Zeitstempelung,

Anbindung an die Marktkommunikation sowie Cybersicherheit – und skizziert Lösungswege. Es erhebt nicht den Anspruch, alle Detailfragen abschließend zu beantworten; vielmehr sollen die Fragestellungen so präzise gefasst werden, dass sie in den zuständigen Gremien (Gesetzgeber, BNetzA, BSI, PTB, FNN, Branchenverbände) zielgerichtet bearbeitet werden können.

Drei Grundsätze liegen dem gesamten Papier zugrunde. Erstens: Das Smart Meter Light ist eine Ergänzung zum intelligenten Messsystem, kein Gegenmodell. Der Pflicht-Rollout intelligenter Messsysteme läuft planmäßig weiter; die Investitions- und Planungssicherheit der Hersteller zertifizierter Technik und der Messstellenbetreiber bleibt gewahrt. Zweitens: Steuerungsvorgänge, also die netzdienliche Steuerung nach § 14a EnWG ebenso wie die Abregelung von Erzeugungsanlagen nach § 9 EEG, bleiben ausschließlich dem iMSys mit SMGW und zertifizierter Steuerungstechnik vorbehalten. Das Smart Meter Light misst und übermittelt; es steuert nicht. Drittens: Jede Smart-Meter-Light-Lösung soll so ausgestaltet sein, dass ein späterer Übergang zum iMSys – etwa bei nachträglichem Zubau einer Wärmepumpe, Wallbox oder PV-Anlage – ohne vollständigen Zählertausch möglich ist, um Stranded Investments zu vermeiden.

2 Ausgangslage und Rahmenbedingungen

2.1 Struktur der Messstellen und Stand des Rollouts

Das MsbG sieht in § 29 Abs. 1 Pflichteinbaufälle für intelligente Messsysteme vor: Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch über 6.000 kWh, steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG sowie EEG-/KWKG-Anlagen ab 7 kW installierter Leistung. Diese Pflichteinbaufälle umfassen nur rund ein Drittel der Messstellen. Die verbleibenden rund zwei Drittel, also Haushalte mit durchschnittlichem Verbrauch ohne steuerbare Anlagen sowie Kleinerzeuger unter 7 kW, sind sogenannte optionale Einbaufälle nach § 29 Abs. 2 MsbG. Ob und wann sie ein iMSys erhalten, liegt im Ermessen des grundzuständigen Messstellenbetreibers (gMSB); in der Praxis werden die gMSB zur Erfüllung ihrer gesetzlichen Rollout-Quoten zunächst die Pflichteinbaufälle priorisieren. Für die optionalen Einbaufälle ist damit auf Jahre hinaus keine flächendeckende Ausstattung mit fernauslesbarer Messtechnik zu erwarten.

Gleichzeitig ist die digitale Basisinfrastruktur bereits weitgehend vorhanden: In Deutschland sind rund 28,2 Millionen moderne Messeinrichtungen (mME) verbaut, was einem Anteil von etwa 52 Prozent aller Messlokationen entspricht. Die mME erfasst Messwerte digital und stellt sie über eine optische INFO-Schnittstelle lokal bereit, verfügt jedoch über kein Kommunikationsmodul und ist ohne SMGW nicht fernauslesbar. Genau in dieser Lücke – digital messende, aber nicht kommunizierende Zähler in der Fläche – setzt das Smart Meter Light an.

Der Rollout intelligenter Messsysteme für Pflichteinbaufälle selbst schreitet voran. Ende 2025 waren nach der Erhebung der Bundesnetzagentur 23,3 Prozent der Pflichtsegments mit intelligenten Messsystemen ausgestattet, bei einer Rollout-Geschwindigkeit von etwa 2,3 Prozentpunkten pro Quartal im Pflichtsegment. Über alle Messlokationen hinweg beträgt die Einbauquote 5,5 Prozent. Für den Gesamtbestand existiert jedoch kein Ausbauziel. Vor diesem Hintergrund ist der Koalitionsbeschluss zum Smart Meter Light auch als Antwort auf

die Frage zu verstehen, wie die Digitalisierung des Messwesens in der Breite gelingen kann, ohne den ohnehin ausgelasteten iMSys-Rollout zusätzlich zu belasten.

2.2 Rechtsrahmen des MsbG

Der zentrale rechtliche Engpass für alternative Mess- und Kommunikationskonzepte liegt in § 19 Abs. 2 MsbG: Zur Datenverarbeitung energiewirtschaftlich relevanter Mess- und Steuerungsvorgänge dürfen ausschließlich technische Systeme eingesetzt werden, die die funktionalen Mindestanforderungen des § 21 MsbG sowie die vom BSI erlassenen Schutzprofile und Technischen Richtlinien nach § 22 MsbG (insbesondere TR-03109) erfüllen. Zu den energiewirtschaftlich relevanten Daten zählen insbesondere Datenverarbeitungen zu Abrechnungszwecken, sofern die Übermittlung per Fernauslesung über ein in ein Kommunikationsnetz eingebundenes Messsystem erfolgt. Im Ergebnis dürfen abrechnungsrelevante Werte, die fernübertragen werden, heute nur über ein zertifiziertes SMGW in die Marktkommunikation gelangen. Rein informatorische Datenübermittlungen an den Endkunden oder von ihm beauftragte Dritte unterliegen dieser Beschränkung nach der Neuformulierung des § 19 Abs. 2 MsbG dagegen nicht; hier gelten die allgemeinen datenschutzrechtlichen Anforderungen einschließlich einer Verschlüsselung nach dem Stand der Technik.

Für ein Smart Meter Light, das Viertelstundenwerte zu Abrechnungszwecken – etwa für dynamische Tarife oder zeitvariable Netzentgelte – liefern soll, ist diese Rechtslage konstitutiv: Ohne eine gesetzliche Öffnung, die für definierte Anwendungsfälle der optionalen Einbaufälle alternative Kommunikationswege ausdrücklich zulässt, kann keines der nachfolgend dargestellten Konzepte rechtssicher zur Abrechnung eingesetzt werden. Die Bestandsschutzregelung des § 19 Abs. 5 MsbG für konventionelle „Messsysteme“ ist hierfür kein tragfähiger Pfad, da sie seit dem 31. Dezember 2025 nur noch in engen Konstellationen und für Zeiträume von in der Regel drei bis vier Monaten greift.

Kostenseitig setzt das MsbG Preisobergrenzen (POG): 25 Euro pro Jahr für die mME (§ 32 MsbG) und – für optionale Einbaufälle bei Ausstattung durch den gMSB – verringerte POG für das iMSys (30 Euro pro Jahr Anschlussnutzeranteil bei einer Gesamt-POG von 60 Euro). Beim Einbau auf Kundenwunsch nach § 34 Abs. 2 MsbG gilt lediglich ein „angemessenes Entgelt“, das nach § 35 Abs. 1 MsbG bei bis zu 100 Euro einmalig zuzüglich eines laufenden Zusatzentgelts von bis zu 30 Euro jährlich vermutet wird; in der Praxis werden teils deutlich höhere, prohibitive Entgelte verlangt. Ein Smart Meter Light muss sich preislich (Gesamtkosten) unter dem iMSys positionieren und dabei einen klaren Mehrwert gegenüber der mME bieten.

2.3 Eichrechtliche Anforderungen

Das Mess- und Eichrecht (MessEG/MessEV) stellt strenge Anforderungen an Messwerte, die im geschäftlichen Verkehr zur Abrechnung verwendet werden. Zwei Aspekte sind für das Smart Meter Light zentral. Erstens die Datenintegrität und Authentizität: Der Empfänger muss technisch prüfen können, dass die übermittelten Werte unverändert vom identifizierten Messgerät stammen. Zweitens die zeitliche Integrität: Messwerte müssen nicht nur in ihrer Menge, sondern auch in ihrem zeitlichen Bezug korrekt erfasst sein. Gerade bei zeitvariablen Tarifen ist die Zuordnung des Verbrauchs zum richtigen Zeitfenster abrechnungsentscheidend.

Im iMSys übernimmt das SMGW diese Aufgabe durch sichere Zeitsynchronisation (z. B. NTP über TLS gegen eine hochgenaue Zeitquelle) und kryptografisch gesicherte, qualifizierte Zeitstempel (§ 22 Abs. 1 MsbG). Die mME verfügt demgegenüber über keine fortlaufend synchronisierte Uhr; ein Abgleich erfolgt in der Regel nur bei manueller Auslesung. Jedes Smart-Meter-Light-Konzept muss daher einen eigenen, eichrechtlich belastbaren Mechanismus für synchronisierte Zeitstempel mitbringen. Eine frühzeitige Begutachtung neuer Messlösungen durch die Eichbehörden und die PTB ist sinnvoll, da ohne eichrechtliche Konformität keine Abrechnung gegenüber Letztverbrauchern erfolgen darf.

Hinzu kommt bei Lösungen, die auf der optischen INFO-Schnittstelle der Bestands-mME aufsetzen, die Frage, ob diese Schnittstelle Bestandteil der eichrechtlichen Baumusterprüfung war. Bei den ab 2016 zuerst verbauten mME ist dies möglicherweise nicht durchgängig der Fall, da Hersteller teils nur von einer Nutzung zu informatorischen Zwecken ausgingen. Dieser Sachverhalt wäre gerätescharf zu verifizieren, bevor die INFO-Schnittstelle als abrechnungsrelevanter Auslesepfad breit genutzt wird (siehe Abschnitt 4).

2.4 Europäischer Rechtsrahmen und absehbare Entwicklungen

Der europäische Rechtsrahmen entwickelt sich in eine Richtung, die die Etablierung eines Smart Meter Light stützt und teilweise erfordert. Die Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (EU) 2019/944 verpflichtet Mitgliedstaaten mit positiver Kosten-Nutzen-Analyse zu einem weitreichenden Smart-Meter-Rollout und definiert in Art. 20 Mindestfunktionen intelligenter Messsysteme, die deutlich unterhalb des deutschen Anforderungsniveaus nach TR-03109 liegen. Mit Art. 7b der Verordnung (EU) 2024/1747 hat der europäische Gesetzgeber zudem „Dedicated Measurement Devices“ (DMD, „spezielle Messgeräte“) eingeführt: Daten aus solchen Geräten sind von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern für die Abrechnung von Laststeuerungs- und Flexibilitätsdienstleistungen zu akzeptieren, solange der Endkunde nicht über einen intelligenten Zähler mit entsprechender Datenlieferung verfügt. Die nähere Ausgestaltung – Definition, Anwendungsfälle, Validierungsverfahren nach Art. 7b Abs. 3 – obliegt dem nationalen Gesetzgeber und steht in Deutschland noch aus. Da ein Großteil der deutschen Messstellen als optionale Einbaufälle auf absehbare Zeit kein iMSys erhält, könnten DMD hierzulande faktisch längerfristig zum Einsatz kommen.

Darüber hinaus ist damit zu rechnen, dass die EU in Kürze weitere Vorgaben macht: Im Kontext der Umsetzung der Strommarktreform, des Aktionsplans zur Digitalisierung des Energiesystems und der laufenden Diskussion um verbindliche Mindestquoten für die Fernauslesbarkeit von Messstellen dürfte der Druck auf Mitgliedstaaten mit geringer Smart-Meter-Durchdringung weiter steigen. Ein im Juni 2026 bekannt gewordener Verordnungsentwurf der Kommission zur Reform der Stromrechnung ("Future Electricity Bill") sieht bereits verbindliche EU-weite Mindestquoten für den Smart-Meter-Rollout vor: mindestens 50 Prozent aller Endkunden bis Ende 2030, steigend auf 65 Prozent bis Ende 2033; erst oberhalb dieser Schwelle soll wie bisher eine Kosten-Nutzen-Bewertung greifen. Da es sich um eine Verordnung und nicht um eine Richtlinie handelt, würden diese Quoten nach Inkrafttreten unmittelbar gelten, ohne Umsetzung ins deutsche Recht und mit erheblichen Folgen für die selektive, kosten-nutzen-basierte Rollout-Logik des MsbG.

Auch horizontale Rechtsakte wie der Cyber Resilience Act (CRA), die delegierte Verordnung

zur Funkanlagenrichtlinie (RED) und die NIS-2-Richtlinie schaffen einen europäischen Cybersicherheitsrahmen für vernetzte Geräte, an dem sich ein Smart Meter Light orientieren kann, ohne dass es einer nationalen Sonderzertifizierung bedarf. Deutschland hat damit die Wahl, den Rechtsrahmen für einfache, fernauslesbare Messtechnik jetzt proaktiv und im eigenen Gestaltungsspielraum zu ordnen – oder ihn später unter europäischem Anpassungsdruck nachzuvollziehen. Das Zeitfenster für eine gestaltende nationale Umsetzung ist ein wesentliches Argument, die MsbG-Novelle zum Smart Meter Light zeitnah anzugehen.

2.5 1:n-Messkonzepte für Mehrfamilienhäuser

In Mehrfamilienhäusern existiert ein bereits am Markt erprobter Ansatz, um die Kosten der Digitalisierung des Messwesens zu senken: die sogenannte 1:n-Anbindung. Dabei kommunizieren mehrere moderne Messeinrichtungen (mME) eines Gebäudes, etwa die Zähler mehrerer Wohneinheiten oder zusätzliche Messpunkte für Wärmepumpe, Wallbox und PV-Anlage eines einzelnen Anschlussnutzers, per Funk, in der Regel im wireless-M-Bus-Standard nach dem Open Metering System (OMS), mit einem einzigen, zentral im Hausanschlussraum verbauten Smart Meter Gateway (SMGW).

Je nach Profil sind nach den technischen Spezifikationen bis zu 30, mit dem interoperablen Kompaktprofil bis zu 50 Zähler je Gateway vorgesehen. Diese Werte markieren die unter günstigen Bedingungen erreichbaren Obergrenzen; in der Praxis hängt die tatsächlich anbindbare Zahl von Faktoren wie Gebäudetopologie und Funkbedingungen im wireless-M-Bus ab und liegt häufig darunter. Außerdem kann eine hohe Zahl angebundener Zähler gatewayseitig zusätzliche Anforderungen an den Betrieb stellen, etwa hinsichtlich der Wärmeentwicklung. Initiativen wie das Netzwerk „1:network“ treiben Marktreife und Interoperabilität der Lösung branchenweit voran.

Der wirtschaftliche Reiz liegt in der Kostenstruktur des iMSys: Den größten Kostenblock bildet nicht der einzelne Zähler, sondern das SMGW mit seinem zertifizierten Sicherheitsmodul. Wird ein SMGW auf 20 oder mehr Wohneinheiten aufgeteilt, sinken die anteiligen Beschaffungskosten des Gateways je Messstelle – gerade in dicht bebauten Mehrfamilienhäusern ein wichtiger Hebel, um den iMSys-Rollout kosteneffizient zu skalieren.

Dieser Vorteil betrifft dabei vor allem die Beschaffungsseite: Reduziert wird in erster Linie der anteilige Beschaffungspreis des SMGW, während die laufenden Betriebskosten je Zähler weitgehend gleich bleiben. So fallen die Softwarekosten (Gateway-Administration und ERP) je Endkunde an, und die Kommunikationskosten skalieren mit dem Datenvolumen. Für reine optionale Einbaufälle trägt sich der Betrieb daher häufig erst in Kombination mit zusätzlichen Mehrwertdiensten.

Ergänzend ist zu berücksichtigen, dass ein Teil der iMSys-Kosten über die Netzentgelte (anteilige Preisobergrenze) getragen wird, sodass die 1:n-Bündelung volkswirtschaftlich nicht in jedem Fall die günstigste Variante ist. Ihr Kostenvorteil kommt vor allem dort zum Tragen, wo die Anbindung einzelner Zähler aufwendig ist. Lässt sich diese ohnehin günstig realisieren, etwa über Zähler mit integrierter Kommunikation (Konzept 1) oder die zunehmend von Messstellenbetreibern eingesetzte Breitband-Powerline (BPL), fällt er entsprechend geringer

aus. Die 1:n-Anbindung bleibt damit ein sinnvolles Kostensenkungsinstrument innerhalb des bestehenden iMSys-Regime; in Mehrfamilienhäusern ist sie je nach Konstellation aber nicht immer die wirtschaftlichste Option.

Die 1:n-Lösung setzt zudem eine gebäudeweite Koordination voraus, die den Einsatzbereich strukturell begrenzt: Ein Gateway wird typischerweise von einem einzigen Messstellenbetreiber verantwortet und im gemeinschaftlichen Hausanschlussraum installiert; die wirtschaftlichen Vorteile stellen sich vor allem ein, wenn ein möglichst großer Teil der Wohneinheiten eines Gebäudes gemeinsam und zeitgleich umgestellt wird. Das setzt in der Praxis regelmäßig eine Abstimmung mit der Hausverwaltung bzw. der Eigentümergemeinschaft voraus, vergleichbar den bereits in Abschnitt 5.3 beschriebenen Zugriffs- und Sicherheitsfragen, die sich in Mehrfamilienhäusern beim Zugang Dritter zu gemeinschaftlichen Zählerplätzen stellen.

Dabei ist Zurückhaltung angebracht, die 1:n-Anbindung als bereits erprobte Lösung darzustellen: Sowohl die Preisobergrenzen des MsbG als auch die Rollout-Planung unterstellen die Kostenvorteile von 1:n- und Mehrspartenlösungen bereits seit Einführung des Rechtsrahmens. Trotz dieser eingepreisten Annahmen in Bezug auf die Kostenvorteile hat sich die 1:n-Anbindung bislang nicht flächendeckend durchgesetzt.

Abgrenzung zum Smart Meter Light

Aus diesem Zuschnitt folgt eine klare, komplementäre Aufgabenteilung. Die 1:n-Anbindung ist dort die naheliegende Lösung, wo ein Gebäude oder ein wesentlicher Teil seiner Wohneinheiten gemeinsam auf ein iMSys umgestellt werden soll und kann. Das Smart Meter Light setzt demgegenüber dort an, wo diese Voraussetzung fehlt:

- **Individuelle statt gebäudeweite Nachfrage:** Nur einzelne Anschlussnutzer eines Mehrfamilienhauses wünschen überhaupt eine fernauslesbare Messeinrichtung, während die übrigen Parteien kein Interesse haben und eine gebäudeweite Umstellung mangels kritischer Masse wirtschaftlich nicht darstellbar ist.
- **Wahl des Messstellenbetreibers:** Ein Anschlussnutzer möchte einen anderen wettbewerblichen Messstellenbetreiber wählen als den für das gemeinsame Gateway zuständigen gMSB bzw. wMSB, die 1:n-Architektur bindet die angeschlossenen Zähler grundsätzlich an einen Betreiber je Gateway.
- **Keine Abstimmung mit Dritten:** Der Anschlussnutzer möchte oder kann sich nicht mit der Hausverwaltung oder der Eigentümergemeinschaft abstimmen, sondern sucht einen einfachen, selbst beauftragten Weg zu einem dynamischen oder zeitvariablen Tarif, der ohne Zustimmung Dritter und ohne Eingriff in das gemeinschaftliche Eigentum (Hausanschlussraum) auskommt.

Das Smart Meter Light ist damit keine Konkurrenzlösung zur 1:n-Anbindung, sondern deren notwendige Ergänzung für Fälle individueller statt gebäudeweiter Nachfrage. Beide Konzepte sollten regulatorisch nebeneinander bestehen bleiben: die 1:n-Anbindung als Kostensenkungsinstrument für den koordinierten iMSys-Rollout in Mehrfamilienhäusern, das Smart Meter Light als individuell zugänglicher Pfad dort, wo eine solche gebäudeweite Koordination nicht zustande kommt.

3 Anforderungsprofil eines Smart Meter Light

Aus dem Koalitionsbeschluss, dem beschriebenen Rechtsrahmen und den energiewirtschaftlichen Anwendungsfällen lässt sich ein Anforderungsprofil ableiten, das unabhängig vom konkreten technischen Konzept gilt. Es bildet den Bewertungsmaßstab für die in den Abschnitten 4 bis 6 dargestellten Umsetzungsoptionen.

Funktionale Kernanforderungen

Kernfunktion des Smart Meter Light ist das digitale Messen und fernübertragene Bereitstellen von Verbrauchs- und gegebenenfalls Einspeisewerten. Als Zielniveau ist die Erfassung und Übermittlung viertelstündiger Zählerstandsgänge anzusetzen, funktional äquivalent zum Tarifierungsfall TAF 7 des iMSys. TAF-7-äquivalente Daten sind die zentrale Datenbasis für dynamische Tarife nach § 41a EnWG, zeitvariable Netzentgelte (§ 14a EnWG Modul 3, soweit messseitig abbildbar), Energy Sharing nach § 42c EnWG-E, die Direktvermarktung von PV-Kleinstanlagen sowie für die Verbesserung der Bilanzierung (Ablösung von Standardlastprofilen durch reale Lastgänge).

Als abgestufte Einstiegsvariante kann daneben eine Übermittlung von Tageszählerständen definiert werden, die die manuelle Jahresablesung, Ablesungen bei Ein- und Auszug sowie Leerstandsprozesse digitalisiert („Digitalisierung der Ablesepostkarte“) und den 24-Stunden-Lieferantenwechsel unterstützt; für die Abbildung dynamischer Tarife ist diese Stufe nicht ausreichend. So eine Variante ist damit kein Smart Meter Light im Sinne dieses Papiers, sondern eine eigene, geringwertigere Digitalisierungsmaßnahme.

Ergänzend soll das Gerät dem Anschlussnutzer einen lokalen, zeitnahen Zugriff auf seine Verbrauchsdaten ermöglichen (Home Area Network bzw. lokale Schnittstelle), um Transparenz und Energiemanagement-Anwendungen ohne Umweg über Marktprozesse zu erlauben.

Eichrechtskonformität und Zeitstempelung

Alle abrechnungsrelevanten Messwerte müssen mit einem synchronisierten, manipulationssicheren Zeitstempel versehen sein. Das erfordert entweder eine gerätinterne Uhr, die regelmäßig über einen gesicherten Kanal (z. B. NTP über TLS oder ein netzseitiges Zeitsignal) mit einer qualifizierten Zeitquelle abgeglichen wird, oder eine Systemarchitektur, in der die Zeitzuordnung an anderer, eichrechtlich anerkannter Stelle erfolgt. Datensätze sind zu signieren, sodass Integrität und Authentizität (eindeutige Zuordnung zum Messgerät) Ende-zu-Ende prüfbar sind. Die zulässigen Latenzen und Toleranzen der Zeitsynchronisation sind mit der PTB und den Eichbehörden zu definieren; für LPWAN-basierte Übertragungswege ist die Realisierbarkeit der Zeitsynchronisation gesondert nachzuweisen.

Übermittlung in die Marktkommunikation

Die Messwerte des Smart Meter Light müssen durch den Messstellenbetreiber in die etablierten Prozesse der Marktkommunikation (MaKo) eingespeist werden – an Lieferanten, Netzbetreiber und weitere berechnete Markttrollen, in den bestehenden Formaten und Fristen. Am Rollenmodell des MsbG (Datenverantwortung beim MSB, Übermittlungspflichten nach §§ 60 ff. MsbG) soll dabei festgehalten werden; ein Sonderweg in der Marktkommunikation ist weder erforderlich noch sinnvoll. Aus Sicht der nachgelagerten Marktprozesse soll ein

Smart-Meter-Light-Messwert wie ein iMSys-Messwert mit TAF 7 verarbeitet werden können; lediglich der Erfassungs- und Transportweg bis zum Backend des MSB unterscheidet sich.

Cybersicherheit

Der Koalitionsbeschluss fordert ausdrücklich Cybersicherheit. Maßgeblich ist ein risikoadäquates, abgestuftes Schutzniveau: Ein Gerät, das ausschließlich Messwerte eines einzelnen Haushalts überträgt und keinerlei Steuerungsfunktion besitzt, hat ein grundlegend anderes Gefährdungsprofil als eine Infrastruktur, über die Erzeugungsanlagen und Großverbraucher geschaltet werden können. Angemessen sind daher: Transportverschlüsselung und Signierung nach dem Stand der Technik (vergleichbar den im Onlinebanking etablierten Maßstäben), sichere Schlüsselverwaltung und Update-Fähigkeit (Over-the-Air), Härtung gegen gängige Angriffsvektoren sowie die Konformität mit den horizontalen EU-Anforderungen (CRA, RED-Delegated-Act, DSGVO). Auf die Zertifizierungspflicht nach BSI TR-03109 und den zugehörigen Schutzprofilen soll für das Smart Meter Light verzichtet werden; an ihre Stelle treten verbindliche technische Mindestspezifikationen, die die Bundesnetzagentur, fachlich unterstützt durch das BSI, per Festlegung definiert, verbunden mit einer Herstellererklärung und Marktaufsicht. Damit bleibt ein hohes, überprüfbares Sicherheitsniveau gewahrt, ohne dass der langwierige und kostenintensive Zertifizierungsprozess, der sich bereits im SMGW-Rollout als zentraler Engpass erwiesen hat, auf das Massensegment übertragen wird.

Der größte Hebel für Kosten und Umsetzungsgeschwindigkeit liegt dabei im Wegfall der BSI-spezifischen Sonderzertifizierung selbst: Da das Smart Meter Light ausschließlich misst und nicht steuert, ist für die Integrität abrechnungsrelevanter Werte in erster Linie das Eichrecht (Zeitstempelung, Signierung, siehe Abschnitt 7.1) maßgeblich, nicht ein auf Steuerungsinfrastruktur zugeschnittenes Zertifizierungsregime. Dass ein allgemeines, technologieneutrales Sicherheitsniveau ausreicht, zeigt der Vergleich mit anderen Sparten: Gas-, Wasser- und Wärmezähler werden schon heute fernausgelesen, ohne einem BSI-spezifischen Sonderregime zu unterliegen.

Kosten, Skaleneffekte und Aufrüstbarkeit

Das Smart Meter Light muss in Anschaffung und Betrieb signifikant günstiger sein als das iMSys. Realistisch ist das nur, wenn auf international etablierte, in großen Stückzahlen produzierte Gerätetechnik und auf bestehende Kommunikationsinfrastrukturen (Mobilfunk, LPWAN, Kunden-WLAN) zurückgegriffen wird, statt eine deutsche Sonderarchitektur zu entwickeln. Europäische Standardzähler werden in Stückzahlen von mehreren zehn Millionen gefertigt und sind in der Hardware um bis zu einen Faktor zehn günstiger als die deutsche iMSys-Konfiguration. Zugleich gilt: Jede Smart-Meter-Light-Lösung soll so konzipiert sein, dass die Messstelle bei später entstehendem Steuerungsbedarf (Zubau von § 14a-Anlagen oder Erzeugungsanlagen) ohne vollständigen Zählertausch mit einem SMGW zum iMSys aufrüstet werden kann. Technische Konzepte mit standardisierter LMN-Schnittstelle (drahtgebunden oder wireless M-Bus) zum späteren SMGW-Anschluss sind daher vorzuziehen.

Diese Anforderung sollte allerdings nicht auf den Anschluss eines vollständigen SMGW verengt werden: Europäische Standardzähler (Konzept 1) verfügen konstruktionsbedingt

regelmäßig über keine LMN-Schnittstelle, sodass eine starre SMGW-Aufrüstpflcht gerade die skalenstärkste Lösung ausschliesse. Gleichwertig sollte daher auch die spätere Nachrüstung einer reinen Steuerbox beziehungsweise eines auf Steuerungsfunktion reduzierten „SMGW light“ als Aufrüstpfad anerkannt werden.

4 Konzept 1: Europäischer Standardzähler mit integriertem Kommunikationsmodul („Linky-Modell“)

4.1 Beschreibung

Konzept 1 orientiert sich am Funktionsumfang der in Europa flächendeckend eingesetzten Smart Meter, exemplarisch dem französischen Linky-Zähler (über 37 Millionen installierte Geräte), den italienischen und spanischen Rollout-Generationen oder den in Skandinavien und den Niederlanden verbreiteten Gerätefamilien. Technisch handelt es sich um einen Zähler, der der europäischen Messgeräte-richtlinie (MID) entspricht und anders als die deutsche mME ein integriertes Kommunikationsmodul besitzt. Konzeptionell ist er damit nichts anderes als eine moderne Messeinrichtung mit werkseitig integrierter Fernkommunikation. Als Übertragungstechnologien kommen je nach Ausführung Powerline Communication (z. B. schmalbandiges G3-PLC wie beim Linky oder Breitband-Powerline, BPL), Mobilfunk (NB-IoT, LTE-M, perspektivisch 450 MHz) oder Funkstandards in Betracht; die Auswahl sollte technologieoffen den Messstellenbetreibern überlassen bleiben, sofern die Mindestspezifikationen erfüllt werden.

Der Zähler erfasst viertelstündige Zählerstandsgänge, versieht sie gerätintern mit einem Zeitstempel und übermittelt sie verschlüsselt und signiert an das Head-End-System des Messstellenbetreibers. Über eine lokale Schnittstelle (HAN, z. B. Kundenschnittstelle am Gerät oder Anbindung über WLAN/Funk) erhält der Anschlussnutzer zeitnahen Zugriff auf seine Daten.

Eine in Großbritannien bereits eingesetzte Ausprägung dieses Konzepts zeigt, wie sich der Datenweg auch dort realisieren lässt, wo Zähler und Wohnung räumlich getrennt sind – etwa im Mehrfamilienhaus, in dem der Zähler im Hausanschlussraum sitzt und die Wohnung weder über Mobilfunk noch über das dortige Kunden-WLAN zuverlässig erreicht. Dabei bringt eine im Zähler integrierte Powerline-Kommunikation die Messwerte über die ohnehin vorhandene Hausinstallation bis in die Wohnung; dort empfängt sie ein kompaktes Steckergerät (nach Art des in Großbritannien verbreiteten „Octopus Mini“), das die Werte sowohl lokal für den Kunden anzeigt als auch über dessen WLAN an den Messstellenbetreiber weiterleitet. Für die Überbrückung der schwierigen Verbindung zwischen Zähler und Wohnung lässt sich auf die im britischen Rollout für genau solche Fälle entwickelte Technik des „alternativen Home Area Network“ (Alt-HAN) zurückgreifen, die diese Powerline-Anbindung dort bereitstellt, wo die drahtlose HAN-Verbindung nicht ausreicht. Der Reiz dieser Variante liegt darin, dass ein einziger integrierter Zähler zugleich die eichrechtlich saubere Messung und – über das kostengünstige, kundenseitig installierbare Steckergerät – die Anbindung ohne eigene Mobilfunkkosten übernimmt; nach vorliegenden Schätzungen ist für die Gesamtlösung aus Zähler und Steckergerät bei Stückzahlen oberhalb von 100.000 Einheiten eine Größenordnung von rund 30 Euro erreichbar.

Für die Anwendung in Deutschland muss das Konzept modular erweiterbar sein, etwa um zusätzliche Funktionen per Over-the-Air-Update, und verfügt über eine standardisierte Schnittstelle (drahtgebundene oder wireless-M-Bus-basierte LMN-Anbindung), über die es zu einem späteren Zeitpunkt an ein SMGW angebunden und damit ohne Zählertausch Bestandteil eines intelligenten Messsystems werden kann. Diese Aufrüstbarkeit ist der entscheidende Unterschied zu einem reinen Parallelsystem: Die Messstelle bleibt auf dem regulären Migrationspfad in die iMSys-Welt.

4.2 Lösung der Kernanforderungen

Zeitstempelung: Da das Gerät dauerhaft in ein Weitverkehrsnetz eingebunden ist, kann die interne Uhr fortlaufend über einen gesicherten Kanal (NTP über TLS oder ein providerseitiges Zeitsignal) mit einer qualifizierten Zeitquelle synchronisiert werden. Der qualifizierte Zeitstempel entsteht im Gerät selbst; die Anforderungen an Synchronisationsintervalle, maximale Drift und Latenzen sind im Rahmen der Baumusterprüfung mit der PTB zu definieren. Dieses Modell ist eichrechtlich am klarsten, weil Messung, Zeitzuordnung und Signierung in einer geprüften Einheit erfolgen, strukturell vergleichbar der Funktion, die im iMSys das SMGW übernimmt, nur ohne separate Gateway-Hardware.

Marktkommunikation und TAF-7-äquivalente Datenlieferung: Der Datenweg lautet Zähler → Head-End-System des MSB → Energiedatenmanagement (EDM) → Marktkommunikation. Das Head-End-System übernimmt Empfang, Entschlüsselung, Validierung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung nach den etablierten Regeln (VDE-AR/Metering Code) und stellt die Zählerstandsgänge in den MaKo-Formaten bereit. Für Lieferanten und Netzbetreiber ist der Messwert von einem iMSys-TAF-7-Wert nicht zu unterscheiden. Eine Gateway-Administration (GWA) ist in diesem Pfad nicht erforderlich; damit entfallen SMGW-PKI, Zertifikatslebenszyklen, GWA-Systemlandschaften und die aufwendigen Inbetriebnahmeprozesse (Pairing, Schlüsselaustausch), die heute einen erheblichen Teil der iMSys-Prozesskosten ausmachen. Genau diese schlanke Systemarchitektur – Zähler und Head-End, ohne zwischengeschaltete Administrationsebene – ist der Grund, warum der Messstellenbetrieb in Frankreich, Italien oder Spanien zu Jahreskosten von rund 20 bis 80 Euro je Messstelle möglich ist.

Kosten und Skaleneffekte: Die Gerätekosten europäischer Standardzähler liegen aufgrund der Fertigung in sehr großen Stückzahlen bei einem Bruchteil der deutschen iMSys-Hardware. Hinzu kommen deutlich geringere Prozess- und IT-Kosten (keine GWA, vereinfachte Installation, geringerer Zertifizierungsaufwand) sowie ein reduzierter Vor-Ort-Aufwand, da das Kommunikationsmodul integriert ist und keine zusätzlichen Komponenten im Zählerschrank montiert, verkabelt oder mit Strom versorgt werden müssen. Integrierte Lösungen sind gegenüber externen Zusatzgeräten auch aus Betriebssicht (Störanfälligkeit, Kundensupport, Batteriewechsel) die nachhaltigere und insgesamt kostengünstigere Alternative. Eine Preisgestaltung für das Smart Meter Light in der Größenordnung von 30 bis 40 Euro pro Jahr erscheint auf dieser Basis erreichbar und ließe dem Kunden gegenüber der mME (Preisobergrenze 25 Euro) einen klar bezifferbaren Mehrwert zu moderaten Mehrkosten.

4.3 Herausforderungen

Die wesentliche Hürde des Konzepts ist der erforderliche Zählertausch: Anders als Lösungen, die auf der Bestands-mME aufsetzen, muss der europäische Standardzähler vor Ort eingebaut werden. Angesichts von 28,2 Millionen seit 2016 verbauten mME bedeutet dies in vielen Fällen den vorzeitigen Austausch relativ junger Basistechnik. Relativierend ist anzumerken, dass in der heutigen Praxis auch bei der Umrüstung einer mME-Messstelle auf ein iMSys die vorhandene mME aus Wirtschaftlichkeitsgründen häufig gegen einen FNN-Basiszähler getauscht wird; ein Zählerwechsel ist also auch im Referenzpfad oft unvermeidlich. Die Einbauentscheidung sollte daher anlassbezogen erfolgen (Turnuswechsel, Neubau, Kundenwunsch, ohnehin anstehender Gerätetausch) und in eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung je Messstelle eingebettet werden.

Weitere Herausforderungen: Die Gerätetechnik muss für den deutschen Markt angepasst werden (Marktkommunikationsprofile, Sprach- und Anzeigeanforderungen, TAB-Konformität, LMN-Schnittstelle zum SMGW nach FNN-Lastenheften); hierfür ist eine frühzeitige Standardisierung unter Einbindung von FNN und Herstellern erforderlich, damit keine proprietären Insellösungen entstehen. Regulatorisch bedarf es der Klassifizierung der neuen Zählerart im MsbG (siehe Abschnitt 8), einschließlich ihrer Behandlung in Bilanzierungs- und Marktkommunikationsprozessen. Schließlich ist bei PLC-basierten Varianten die Eignung der deutschen Niederspannungsnetze (Netztopologie, Störumgebungen) zu prüfen; Mobilfunk- und 450-MHz-Varianten umgehen diese Abhängigkeit, verursachen jedoch laufende Konnektivitätskosten. Speziell bei der gebäudeinternen Powerline-Anbindung zwischen Zähler und Wohnung (siehe Abschnitt 4.1) ist zu prüfen, inwieweit sich die Signale in deutschen Hausinstallationen zuverlässig übertragen lassen: Anders als im überwiegend einphasig angeschlossenen britischen Wohnungsbestand sind deutsche Hausanschlüsse häufig dreiphasig ausgeführt, sodass das Powerline-Signal die Phasengrenze zwischen Messpunkt und Wohnungssteckdose überwinden muss – ein bekanntes Problem der Phasenkopplung, das je nach Installation zusätzliche Koppelkomponenten erforderlich machen kann.

Diskutiert werden sollte in diesem Zusammenhang auch der Ansatz eines schlanken Dritt-Gateways („SMGW light“, etwa der von Brick4u vorgestellte Ansatz auf Basis gesicherter Zeitsynchronisation nach dem NTS-Standard, Network Time Security), das für mehrere Messstellen – insbesondere im 1:n-Kontext (Abschnitt 2.5) – ordentliche Viertelstundenwerte liefern könnte. Sobald ein solches Gateway jedoch selbst den eichrechtlich maßgeblichen Zeitstempel erzeugt, wird es dadurch eichpflichtig; ein vollständiges Gateway-Gerät wäre hierfür unverhältnismäßig aufwendig. Eine geeichte, schlanke Zusatzeinrichtung könnte dieselbe Funktion mit deutlich geringerem Aufwand übernehmen. Der Ansatz verdient weitere fachliche Diskussion, wird hier aber als Variante innerhalb von Konzept 1 behandelt, und nicht als eigenständiges viertes Konzept.

4.4 Bewertung

Konzept 1 erfüllt das Anforderungsprofil am vollständigsten: gerätinterne, eichrechtlich saubere Zeitstempelung; native TAF-7-äquivalente Datenlieferung; integrierte, robuste Kommunikation ohne Abhängigkeit von Kundeninfrastruktur; maximale Skaleneffekte durch europäische Massenfertigung; klarer Aufrüstpfad zum iMSys. Dieser Aufrüstpfad sollte – mangels LMN-Schnittstelle bei den meisten europäischen Standardzählern – nicht zwingend über ein vollständiges SMGW, sondern auch über eine leichtere Steuerbox-Nachrüstung

führen können (siehe Abschnitt 3). Es ist als Zielarchitektur des Smart Meter Light zu empfehlen. Sein Nachteil – der erforderliche Zählertausch und die Vorlaufzeit für Standardisierung, eichrechtliche Zulassung und Beschaffung – spricht dafür, es mit den schneller verfügbaren Konzepten 2 und 3 zu kombinieren, statt auf sie zu verzichten.

5 Konzept 2: Bestands-mME mit optischem Auslesegerät

5.1 Beschreibung

Konzept 2 setzt auf der bereits verbauten Infrastruktur auf: Die rund 28,2 Millionen modernen Messeinrichtungen verfügen über eine optische INFO-Schnittstelle, über die granulare Messwerte (Momentanleistung, Zählerstände, je nach Gerät auch Lastgänge) lokal ausgelesen werden können. Marktverfügbare Auslesegeräte, wie Tibber Pulse oder Powerfox, werden magnetisch auf die Schnittstelle aufgesetzt, lesen die Datentelegramme aus und übertragen sie über das WLAN des Kunden (oder alternative Funkwege) an ein Backend. Die Installation kann durch den Kunden selbst erfolgen und erfordert keine Elektrofachkraft. Das Konzept ist heute bereits tausendfach im Einsatz – allerdings ausschließlich zu informatorischen Zwecken, da eine Nutzung der so übermittelten Werte zur Abrechnung nach geltendem MsbG unzulässig ist und eichrechtliche Fragen offen sind.

Der Charme des Konzepts liegt in seiner sofortigen Verfügbarkeit und den minimalen Hardwarekosten: Es ist kein Zählertausch erforderlich, die Auslesegeräte kosten einen niedrigen zweistelligen bis knapp dreistelligen Eurobetrag, und die Kommunikationsinfrastruktur (Kunden-WLAN) existiert bereits. Für Kunden, die kurzfristig einen dynamischen Tarif nutzen möchten, wäre dies der schnellste Weg zu viertelstundenscharfer Abrechnung.

5.2 Lösung der Kernanforderungen

Zeitstempelung: Dies ist die zentrale technische Hürde des Konzepts. Die mME selbst verfügt über keine synchronisierte Uhr; ihre Telegramme tragen keinen eichrechtlich belastbaren Zeitbezug. Der Lösungsansatz besteht darin, die Zeitzuordnung in das Auslesegerät beziehungsweise die Übertragungskette zu verlagern: Das Auslesegerät ist – anders als die mME – dauerhaft online und kann seine Uhr fortlaufend über NTP/TLS gegen eine qualifizierte Zeitquelle synchronisieren. Es versieht jedes empfangene Telegramm unmittelbar bei Empfang mit einem Zeitstempel und signiert den Datensatz; das Backend validiert Signatur, Monotonie der Zählerstände und Plausibilität der Zeitreihe (u. a. Abgleich gegen die weiterhin stattfindende turnusmäßige Ablesung des Zählerstands). Konzeptionell „wiederholt“ der Lesekopf die Messwerte lediglich und nimmt selbst keine Messung vor; die Messung verbleibt vollständig in der geeichten mME. Eichrechtlich wäre die Kombination aus mME und Auslesegerät als Einheit zu betrachten und zu begutachten. Ob und unter welchen Anforderungen (maximale Latenz zwischen Messwertbildung im Zähler und Zeitstempelung im Lesekopf, Anforderungen an die Uhr des Lesekopfs, Umgang mit Übertragungslücken und Pufferung bei WLAN-Ausfall) diese Architektur eichrechtskonform ausgestaltet werden kann, ist mit der PTB und den Eichbehörden verbindlich zu klären. Ein Konformitätsbewertungsverfahren für „Auslesegerät plus definierte mME-Baureihen“ erscheint grundsätzlich gangbar, ist aber Neuland.

Technisch naheliegend wäre auch ein alternativer Weg über die LMN-Schnittstelle der mME: Anders als die optische INFO-Schnittstelle liefert das LMN bereits heute eichrechtlich signierte Messwerte, allerdings ohne Zeitstempel; dieser ließe sich beim Übertrag ins Backend des Messstellenbetreibers ergänzen, statt ihn – wie beim optischen Auslesepfad – im externen Lesekopf zu erzeugen. Ein solcher Ansatz befindet sich noch nicht im praktischen Einsatz und ist nicht bei jeder mME gleichermaßen zugänglich, da der LMN-Zugriff je nach Gerät unterschiedlich ausgestaltet ist. Er sollte sich daher am Markt entwickeln können, statt regulatorisch von vornherein auf einen einzigen Auslesepfad verengt zu werden.

Damit verbunden ist die in Abschnitt 2.3 beschriebene Frage der Baumusterprüfung der INFO-Schnittstelle bei Bestandsgeräten. Pragmatisch bietet sich ein zweistufiges Vorgehen an: kurzfristige Verifikation, welche mME-Baureihen die Schnittstelle bereits als geprüften Auslesepfad umfassen (Positivliste), und für Neugeräte die verbindliche Einbeziehung der INFO-Schnittstelle in die Baumusterprüfung.

Marktkommunikation: Auch in diesem Konzept muss der Weg der Daten in die MaKo über den Messstellenbetreiber führen, wenn die Werte zur Abrechnung dienen sollen. Zwei Rollenmodelle sind denkbar: Entweder betreibt der MSB das Auslesegerät als Teil seiner Messstelle (das Gerät wird Bestandteil des regulierten Messstellenbetriebs, der MSB empfängt die Daten in seinem Head-End und speist sie in die MaKo ein), oder ein vom Kunden beauftragter Dritter (Lieferant, Energieserviceanbieter) übermittelt die signierten Datensätze an den MSB, der sie nach einem festgelegten Validierungsverfahren übernimmt. Das zweite Modell entspricht strukturell dem europäischen DMD-Ansatz nach Art. 7b VO (EU) 2024/1747: Dort ist ausdrücklich vorgesehen, dass Daten aus kundenseitigen Messeinrichtungen nach einem mitgliedstaatlich zu definierenden Validierungsverfahren für Abrechnungszwecke von Netzbetreibern zu akzeptieren sind. Die nationale Ausgestaltung dieses Validierungsverfahrens ist der regulatorische Schlüssel, um Konzept 2 kurzfristig rechtssicher zu machen.

5.3 Herausforderungen

Die Praxiserfahrungen mit optischen Ausleseköpfen zeigen eine Reihe betrieblicher Herausforderungen, die einer massenhaften, dauerhaften Nutzung Grenzen setzen: Der Kunde benötigt für die Freischaltung granularer Werte eine vierstellige PIN, die beim MSB angefordert und per optischer Eingabe („Taschenlampen-Morsen“) am Zähler eingegeben werden muss – ein Prozess, der bei Kunden auf Unverständnis trifft und dringend digitalisiert werden sollte (Sofortmaßnahme unabhängig vom Smart Meter Light: standardisierter, digitaler PIN-Prozess bzw. Entfall der PIN-Sperre bei Neugeräten). Batteriebetriebene Auslesegeräte erfordern Batteriewechsel durch den Kunden; netzbetriebene benötigen eine Steckdose am Zählerplatz, deren Kabelführung aus dem Zählerschrank teils nicht TAB-konform ist. Die Übertragungsstrecke hängt von der Kundeninfrastruktur (Router, WLAN-Abdeckung im Keller) ab, was Verfügbarkeit und Datenqualität begrenzt und Supportaufwände erzeugt. In Mehrfamilienhäusern stellen sich Zugriffs- und Sicherheitsfragen, wenn Dritte physischen Zugang zu Zählerplätzen und Ausleseeinheiten haben. Schließlich erreicht das Konzept strukturell vor allem technikaffine Kunden, die aktiv ein Gerät installieren; eine flächendeckende Digitalisierung der optionalen Einbaufälle lässt sich damit nicht erzielen.

5.4 Bewertung

Konzept 2 ist als schnell wirksame Einstiegs- und Übergangslösung zu bewerten – und genau darin liegt sein Wert. Es aktiviert die vorhandene mME-Flotte, ermöglicht ohne Zählertausch und ohne Wartezeit den Zugang zu dynamischen Tarifen und schafft früh reale Erfahrungen mit Validierungsverfahren, die auch der DMD-Umsetzung zugutekommen. Als dauerhafte, massentaugliche Zielarchitektur ist es aufgrund der betrieblichen Abhängigkeiten (Kundeninfrastruktur, Batterien, Support) und der offenen eichrechtlichen Fragen weniger geeignet als integrierte Lösungen. Wir empfehlen, Konzept 2 regulatorisch über die DMD-Umsetzung und eine klarstellende MsbG-Anpassung ausdrücklich zu ermöglichen, es aber als komplementären Pfad neben den Konzepten 1 und 3 zu positionieren, nicht als deren Ersatz.

Der Vorschlag, die Nutzung extern ausgelesener mME-Daten zeitlich zu befristen (vgl. der in der Branche diskutierte Ansatz einer bis Ende 2028 befristeten „mME mit digitaler Selbstablesung“), kann als Übergangsregelung sinnvoll sein, sollte aber nicht mit einer Befristung des Smart Meter Light insgesamt verwechselt werden: Der parallele Rollout-Pfad für optionale Einbaufälle muss dauerhaft angelegt sein, um Investitionen von Herstellern und Messstellenbetreibern zu tragen.

6 Konzept 3: Smarte mME mit LPWAN-Anbindung („Simplify Smart Metering“)

6.1 Beschreibung

Das dritte Konzept entspricht dem Ansatz der Brancheninitiative „Simplify Smart Metering“: eine „smarte moderne Messeinrichtung“, eine mME mit werksseitig integriertem Funkmodul, die auch ohne SMGW fernauslesbar ist. Als Übertragungstechnologien werden Low-Power-Wide-Area-Netze (LPWAN) wie LoRaWAN und mioty, NB-IoT, Schmalband-Powerline sowie wireless M-Bus (wM-Bus) vorgesehen. Viele Stadtwerke betreiben – insbesondere in städtischen Gebieten – bereits flächendeckende LPWAN-Netze für die Auslesung von Wasser- und Wärmezählern (u. a. aufgrund der Fernauslesbarkeitspflichten nach FFVAV) mit Erreichbarkeitsquoten von über 90 Prozent bei weitgehend automatisierten Prozessen. Die smarte mME würde diese vorhandene Kommunikationsinfrastruktur für den Stromsektor nutzen; über eine zusätzlich verbaute wM-Bus-Schnittstelle bliebe die spätere Anbindung an ein SMGW – und damit die Aufrüstung zum iMSys ohne Zählertausch und ohne Monteureinsatz – möglich.

Zu differenzieren ist dabei, wofür die smarte mME in der Praxis eingesetzt wird: Ein Teil der in der Branche diskutierten Lösungen zielt zunächst auf die Digitalisierung turnusmäßiger Ablesungen (SLP-nahe Anwendungsfälle) und nicht auf die volle Viertelstundenwerte-Lieferung. Als Konzept 3 im Sinne dieses Papiers – und damit als Smart Meter Light – zählt ausschließlich die Ausbaustufe mit TAF-7-äquivalenter Datenlieferung.

6.2 Stärken

Die Stärken des Konzepts liegen in der Nutzung bestehender kommunaler Infrastruktur (Skaleneffekte über die Sparten Strom, Wasser, Wärme hinweg; ein Funknetz, ein Head-End, ein Betriebsteam), in der guten Gebäudedurchdringung von LPWAN-Technologien (Erreichbarkeit auch in Kellern, in denen Mobilfunk und Kunden-WLAN häufig versagen), in der Unabhängigkeit von der Infrastruktur des Kunden sowie in der vollständigen Kontrolle des Netzbetriebs durch das Stadtwerk (bedarfsgerechte Verdichtung von Gateways). Für grundzuständige Messstellenbetreiber im kommunalen Umfeld ist dies ein wirtschaftlich attraktiver, schnell realisierbarer Pfad; erste Zählergenerationen mit LPWAN- und wM-Bus-Schnittstelle sind am Markt verfügbar.

6.3 Herausforderungen

Zugang wettbewerblicher Messstellenbetreiber: Die zentrale strukturelle Hürde ist wettbewerblicher Natur. LPWAN-Netze werden von einzelnen Stadtwerken beziehungsweise deren Konzerngesellschaften betrieben und stehen wettbewerblichen Messstellenbetreibern (wMSB) heute nicht offen. Ein bundesweit tätiger wMSB kann eine LPWAN-basierte smarte mME daher außerhalb „seiner“ Netzgebiete faktisch nicht betreiben. Ohne Regelung droht eine Refragmentierung des Messstellenbetriebs entlang kommunaler Funknetzgrenzen – im Widerspruch zur wettbewerblichen Grundausrichtung des MsbG. Erforderlich wäre ein gesetzlich verankerter Anspruch auf diskriminierungsfreien Zugang zu den durch gMSB/Netzbetreiber genutzten LPWAN- und Telekommunikationsnetzen zu regulierten Konditionen (Ergänzung des § 13 MsbG), einschließlich standardisierter Roaming- bzw. Datenweiterleitungsprozesse zwischen Netzbetreiber des Funknetzes und auslesendem MSB. Alternativ oder ergänzend sollte die Gerätespezifikation Multi-Bearer-Fähigkeit vorsehen (LPWAN und NB-IoT im selben Gerät), sodass wMSB auf öffentliche Mobilfunknetze ausweichen können.

Technische Restriktionen: LoRaWAN unterliegt Duty-Cycle- und Payload-Beschränkungen, die die Übertragungsfrequenz und -menge limitieren. Die Übermittlung vollständiger viertelstündiger Zählerstandsgänge ist damit grundsätzlich möglich (gebündelte Übertragung mehrerer Werte in größeren Intervallen), erfordert aber ein sorgfältiges Telegramm-Design; echtzeitnahe Anwendungen sind nicht darstellbar, für den Abrechnungszweck aber auch nicht erforderlich. Anspruchsvoller ist die Zeitsynchronisation: Downlink-Kapazität in LoRaWAN-Netzen ist knapp, sodass der regelmäßige Uhrenabgleich der Geräte über das Funknetz robust spezifiziert werden muss (z. B. periodische Zeitlegramme, Drift-Überwachung im Head-End); die Eichrechtskonformität dieser Mechanismen ist – wie bei allen Konzepten – mit der PTB zu klären und wurde von juristischer Seite bereits als prüfungsbedürftig markiert. mioty und NB-IoT bieten hier teils günstigere Eigenschaften.

Eine eichrechtlich belastbare Zeitsynchronisation setzt dabei in jedem Fall eine zwingend bidirektionale Kommunikation voraus, damit das Gerät nicht nur sendet, sondern regelmäßig gesicherte Zeitsignale empfangen kann; mioty erlaubt dies mit vertretbarem Aufwand, während LoRaWAN aufgrund der genannten Downlink-Restriktionen deutlich schwieriger zu handhaben ist.

Schließlich ist zu berücksichtigen, dass auch dieses Konzept einen Zählertausch voraussetzt (die Bestands-mME hat kein Funkmodul) und dass die Abdeckung von LPWAN-Netzen

regional sehr heterogen ist; in ländlichen Gebieten ohne bestehende Netze entfällt der zentrale Kostenvorteil.

6.4 Bewertung

Konzept 3 ist ein sinnvoller regionaler Baustein eines Smart-Meter-Light-Rollouts, insbesondere für Stadtwerke mit bestehender LPWAN-Infrastruktur, und es teilt mit Konzept 1 die richtige Grundarchitektur: integriertes Kommunikationsmodul im Zähler, Aufrüstbarkeit über wM-Bus zum SMGW. Für einen bundesweiten, wettbewerblich organisierten Einsatz ist es nur tragfähig, wenn der diskriminierungsfreie Netzzugang für wMSB geregelt wird oder die Geräte technologieoffen mehrere Übertragungswege unterstützen. Regulatorisch sollten die Mindestspezifikationen des Smart Meter Light daher technologieneutral formuliert werden (Anforderungen an Datenlieferung, Zeitstempelung, Sicherheit – nicht an eine bestimmte Funktechnologie), sodass die Konzepte 1 und 3 unter demselben Rechtsrahmen konkurrieren können und die Auswahl der Übertragungstechnologie eine betriebliche Entscheidung des jeweiligen MSB bleibt.

7 Querschnittsthemen

7.1 Zeitstempelung und Eichrecht: Vorschlag für ein gemeinsames Lösungsverfahren

Die Zeitstempelung ist über alle drei Konzepte hinweg die technisch-rechtliche Schlüsselfrage. Vorgeschlagen wird, sie nicht je Konzept isoliert, sondern in einem gemeinsamen Verfahren zu lösen: Die PTB erarbeitet unter Beteiligung von BNetzA, Eichbehörden, FNN und Herstellern eine technische Richtlinie beziehungsweise Anforderungsspezifikation für die eichrechtskonforme Zeitstempelung bei fernauslesbaren Messeinrichtungen außerhalb der SMGW-Infrastruktur. Diese sollte mindestens regeln: zulässige Architekturen der Zeitzuordnung (Zeitstempel im Zähler, im Auslesegerät, Kombination), Anforderungen an Zeitquellen und Synchronisationsverfahren je Übertragungstechnologie (IP-basiert, LPWAN), maximale Drift und Latenzen, Verhalten bei Kommunikationsausfall (lokale Pufferung mit gesicherter Gerätezeit, Kennzeichnung nachgereicherter Werte), Signatur- und Prüfverfahren sowie das Konformitätsbewertungsverfahren. Damit erhielten Hersteller aller drei Konzepte einen einheitlichen, planbaren Zulassungsrahmen. Bis zur Verabschiedung sollte eine Experimentier- beziehungsweise Pilotregelung (etwa im Rahmen von Reallaboren oder einer Festlegung nach § 46 MsbG-analoger Kompetenz) den Feldtest mit begrenzten Kundenzahlen erlauben.

7.2 Übermittlung der Viertelstundenwerte in die Marktkommunikation

Für die Integration in die Marktprozesse gilt konzeptübergreifend das Prinzip der maximalen Wiederverwendung: Das Smart Meter Light erzeugt Zählerstandsgänge, die ab dem Backend des MSB genauso behandelt werden wie TAF-7-Daten eines iMSys. Konkret bedeutet das: Der MSB validiert, plausibilisiert und ersetzt Messwerte nach den bestehenden Regeln, ordnet sie der Marktllokation zu und übermittelt sie in den etablierten MaKo-Prozessen und -Formaten (einschließlich der laufenden Migration auf API-basierte Kommunikation) an Lieferanten, Netzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber. In der Bilanzierung sind Smart-Meter-Light-Messstellen wie Messstellen mit viertelstündiger

Zählerstandsgangmessung zu behandeln, sodass reale Lastgänge an die Stelle von Standardlastprofilen treten; die dafür erforderlichen Anpassungen der Bilanzierungsregeln (MaBiS) und der Stammdatenprozesse (neue Zählerart/Messwertqualität) sind durch BNetzA-Festlegung vorzunehmen. Zu prüfen ist, in welchem Umfang eine Gleichsetzung mit dem iMSys sinnvoll ist und wo Grenzen zu ziehen sind – etwa bei der Bestellbarkeit weiterer Tarifierungsfälle, die das Smart Meter Light konzeptgemäß nicht unterstützt. Für die Einstiegsstufe „Tageszählerstand“ genügt die Abbildung als digitalisierte Turnusbeziehungsweise Zwischenablesung in den bestehenden Prozessen; sie erzielt für gMSB und Netzbetreiber unmittelbare Prozessvereinfachungen (Wegfall manueller Ablesungen, Ablesungen bei Ein-/Auszug und Leerstand), ersetzt aber nicht die Viertelstundenstufe und ist – wie in Abschnitt 3 dargelegt – als eigenständige Digitalisierungsmaßnahme außerhalb des eigentlichen Smart Meter Light einzuordnen.

7.3 Vereinfachung der IT-Prozesse

Ein wesentlicher, in der Kostendebatte oft unterschätzter Hebel des Smart Meter Light liegt in der Vereinfachung der IT- und Betriebsprozesse. Die iMSys-Architektur erfordert je Messstelle eine Gateway-Administration mit eigener Systemlandschaft, die Teilnahme an der Smart-Metering-PKI (Zertifikatsbeschaffung, -verlängerung, -sperrung), sichere Inbetriebnahmeprozesse mit Schlüsselaustausch sowie die laufende Verwaltung von Kommunikationsprofilen und TAF-Konfigurationen. Diese Prozesse sind für die Absicherung von Steuerungsvorgängen gerechtfertigt; für reine Messdatenlieferungen eines Haushalts sind sie überdimensioniert. Das Smart Meter Light kommt mit einer zweistufigen Architektur aus, Gerät und Head-End-System des MSB, wie sie international Standard ist. Entfallen damit GWA-Systeme, PKI-Prozesse und Pairing-Verfahren für dieses Segment, sinken sowohl die einmaligen Integrationskosten als auch die laufenden Betriebskosten je Messstelle erheblich; zugleich reduziert sich die Zahl der Prozessschritte, an denen Rollouts heute stocken (Zertifikatsprobleme, GWA-Kapazitäten, Inbetriebnahmefehler). Die systemseitige Integration eines parallelen Messwertpfads in EDM und Abrechnung verursacht einmaligen Implementierungsaufwand, der jedoch überschaubar ist, wenn – wie in Abschnitt 7.2 beschrieben – ab dem MSB-Backend vollständig auf bestehende Prozesse aufgesetzt wird.

7.4 Kosten, Skaleneffekte und Finanzierung

Die Kostenvorteile des Smart Meter Light speisen sich aus vier Quellen: (1) Gerätekosten: europäische Standardtechnik in Massenfertigung statt national zertifizierter Kleinserien; (2) Installationskosten: straßenweiser Einbau, strintegrierte Kommunikation ohne Zusatzkomponenten, teils Selbstinstallation (Konzept 2), Nutzung ohnehin anstehender Zählerwechsel; (3) Kommunikations- und Betriebskosten: Nutzung vorhandener Netze (Mobilfunk, LPWAN, Kunden-WLAN) statt dedizierter Infrastruktur; (4) Prozess- und IT-Kosten – Wegfall von GWA und PKI, schlanke Head-End-Architektur, Skaleneffekte über große Gerätepopulationen und – bei Stadtwerken – über Sparten hinweg. In Summe erscheint ein Jahreskostenniveau realistisch, das deutlich näher an der mME (25 Euro) als am iMSys liegt.

Konzeptübergreifend gilt dabei: Eine eigene Mobilfunk-SIM-Karte je Messstelle könnte diese Kostenvorteile zunichtemachen; wirtschaftlich tragfähig sind vor allem Konnektivitätsmodelle mit geringen Grenzkosten je Gerät – etwa LPWAN-Netze mit ihrer inhärent niedrigen

Anbindungskosten oder gepoolte, verhandelte Mobilfunk-Datentarife statt Einzel-SIM-Verträgen.

Zu diskutieren ist, ob für das Smart Meter light als optionaler Einbaufall eine eigene Preisobergrenze festgelegt werden sollte. Realistisch erscheint ein Preisgefüge in der Größenordnung von 30 bis 40 Euro pro Jahr, zu validieren durch eine Kostenanalyse. Mit Blick auf die Freiwilligkeit des Einbaus ist auch der Verzicht auf eine Preisobergrenze möglich.

Systemisch entlastet das Smart Meter Light die Netzentgelte doppelt: unmittelbar, weil die Digitalisierung der optionalen Einbaufälle zu einem Bruchteil der iMSys-Kosten erfolgt und im Idealfall keines Netzbetreiberzuschusses bedarf, und mittelbar, weil flächige Verbrauchsdaten Netzplanung und Bilanzierung verbessern und gehobene Kleinstflexibilität den Bedarf an Netzausbau und Redispatch reduziert. Zudem korrigiert es die soziale Schieflage des heutigen Rollouts, in dem Haushalte ohne eigenen Smart Meter über die Netzentgelte die Ausstattung der Pflichteinbaufälle mitfinanzieren, ohne selbst am Nutzen teilzuhaben.

7.5 Cybersicherheit: abgestuftes Schutzmodell

Cybersicher im Sinne des Koalitionsbeschlusses heißt nicht, die für das SMGW entwickelten Anforderungen unverändert zu übernehmen (deren Schutzniveau ist auf die Absicherung von Steuerungsvorgängen und kritischen Infrastrukturfunktionen ausgelegt), sondern ein dem Risiko angemessenes, verbindliches und überprüfbares Schutzniveau zu definieren.

Vorgeschlagen wird ein dreistufiges Modell: (1) Verbindliche technische Mindestspezifikationen per BNetzA-Festlegung, fachlich unterstützt durch das BSI, mit Anforderungen an Transportverschlüsselung, Signierung, Schlüsselmanagement, sichere Update-Prozesse (OTA), Härtung und Schwachstellenmanagement – orientiert an etablierten Maßstäben wie dem Onlinebanking und an den horizontalen EU-Rechtsakten (CRA, RED-Delegated-Act, NIS-2 für die Backend-Betreiber). (2) Herstellerverantwortung mit Konformitätserklärung und Marktüberwachung statt Vorab-Zertifizierungspflicht; Hersteller haften – wie bei Routern oder Smartphones – für Sicherheit und Qualität ihrer Produkte. (3) Klare Datenhoheit und Datenschutz: Verarbeitung der Messwerte ausschließlich durch berechnete Rollen nach MsbG/DSGVO, Einwilligungsmanagement für Mehrwertdienste, Datensparsamkeit in der Einstiegsstufe (Tageswerte), granulare Werte nur bei entsprechendem Tarif- oder Serviceverhältnis. Dieses Modell hält das Sicherheitsniveau hoch, ohne den Zertifizierungsengpass zu reproduzieren, der den iMSys-Rollout jahrelang verzögert hat, und es bleibt anschlussfähig an künftige europäische Cybersicherheitsvorgaben.

7.6 Umgang mit dem Bestand: Zählertausch versus Bestandsnutzung

Eine für die Umsetzung zentrale Weichenstellung betrifft den Umgang mit den bereits verbauten rund 28,2 Millionen modernen Messeinrichtungen (mME, Abschnitt 2.1). Diese verfügen werksseitig über kein Kommunikationsmodul; ein nachträglicher Einbau eines Funk- oder Kommunikationsmoduls in eine bereits verbaute mME ist technisch nicht vorgesehen und in der Praxis nicht möglich. Das ist keine Besonderheit des Smart Meter Light: Schon beim laufenden Pflicht-Rollout auf ein iMSys wird die vorhandene mME in der Praxis häufig aus Wirtschaftlichkeitsgründen gegen einen FNN-Basiszähler getauscht (siehe Abschnitt 4.3); ein

Zählerwechsel ist damit auch im heutigen Referenzpfad keine Ausnahme.

Die drei in den Abschnitten 4 bis 6 dargestellten Konzepte gehen damit unterschiedlich mit dem Bestand um: Konzept 1 (Abschnitt 4.3) und Konzept 3 (Abschnitt 6.3) setzen beide einen vollständigen Zählertausch voraus, weil das integrierte Kommunikations- beziehungsweise Funkmodul nur in einem neuen Gerät verbaut werden kann. Konzept 2 (Abschnitt 5) vermeidet dies bewusst, indem es die vorhandene mME unangetastet lässt und stattdessen ein externes Auslesegerät an der optischen INFO-Schnittstelle ergänzt.

Welche Lösung im Einzelfall richtig ist, lässt sich damit nicht pauschal beantworten, sondern hängt von der jeweiligen Messstelle ab: vom Alter und Zustand der vorhandenen mME, von ohnehin anstehenden Anlässen (Turnuswechsel, Neubau, Kundenwunsch, ohnehin erforderlicher Gerätetausch, siehe Abschnitt 4.3) sowie von einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, die die Kosten eines vorzeitigen Austauschs relativ junger Basistechnik den Vorteilen einer integrierten, betrieblich robusteren Lösung gegenüberstellt. Für die Regulatorik folgt daraus, dass das Smart Meter Light nicht auf ein einzelnes Konzept verengt werden sollte: Ein Rechtsrahmen, der Konzept 2 als sofort verfügbare Übergangslösung für den Bestand ausdrücklich ermöglicht und zugleich Konzept 1 beziehungsweise 3 als Zielarchitektur für Neugeräte und anlassbezogene Wechsel offenhält, bildet die Einzelfallentscheidung der Messstellenbetreiber und Kunden sachgerecht ab, statt sie durch eine einseitige Konzeptvorgabe vorwegzunehmen.

8 Regulatorischer Anpassungsbedarf

Die Umsetzung des Smart Meter Light erfordert eine fokussierte Novelle des MsbG sowie nachgelagerte Festlegungen und untergesetzliche Klärungen. Die bisherige Systematik des MsbG – Grundzuständigkeit und Ausstattungspflichten des gMSB, wettbewerblicher Messstellenbetrieb, Preisobergrenzen, Datenübermittlungspflichten nach §§ 60 ff. MsbG – bleibt dabei erhalten. Im Einzelnen sind mindestens folgende Anpassungen erforderlich:

Definition: Aufnahme einer Legaldefinition des „Smart Meter Light“ (bzw. der „fernauslesbaren Messeinrichtung ohne Steuerungsfunktion“) in § 2 MsbG, einschließlich der Abgrenzung zu mME, Messsystem und iMSys sowie der Anforderung der Aufrüstbarkeit auf Steuerungsfunktion – sei es über ein SMGW oder über eine nachgerüstete Steuerbox (siehe Abschnitt 3).

Öffnung des § 19 MsbG: Ausnahme von der ausschließlichen Bindung an die §§ 21, 22 MsbG für abschließend definierte Anwendungsfälle bei optionalen Einbaufällen (Übermittlung von Zählerständen und Zählerstandsgängen zu Abrechnungs-, Bilanzierungs- und Transparenzzwecken; ausdrücklich keine Steuerungsvorgänge). Klarstellung, dass eine rein lokale HAN-Auslesung durch den Anschlussnutzer kein „Messsystem“ im Sinne des § 2 Nr. 13 MsbG begründet.

Technische Mindestanforderungen: Festlegungskompetenz der BNetzA für technologieneutrale Mindestspezifikationen (Datenumfang und -qualität, Zeitstempelung nach PTB-Vorgaben, Cybersicherheit, Interoperabilität, Aufrüstschnittstelle zum SMGW), unter fachlicher Beteiligung von BSI und PTB. Dieses Regulierungsmodell „Mindestanforderungen statt Festlegung eines Konzepts“ ist kein Neuland: Konformitätsbewertungsstellen wie der

TÜV Süd bewerten schon heute in vergleichbaren Bereichen die Einhaltung technologieneutral definierter Anforderungen, ohne dass der Gesetzgeber eine bestimmte technische Architektur vorschreibt.

Einbau und Ausstattung: Regelung in § 29 MsbG, die bei optionalen Einbaufällen den Einbau eines Smart Meter Light durch den gMSB vorsieht bzw. ermöglicht; Anspruch des Letztverbrauchers auf Einbau auf Kundenwunsch analog § 34 Abs. 2 MsbG mit angemessener Umsetzungsfrist und wirksamer Entgeltbegrenzung, um prohibitive Preissetzungen auszuschließen.

Preisobergrenze: Eigene POG für das Smart Meter Light (§§ 30, 32 MsbG), positioniert zwischen mME und iMSys; Überprüfung der POG-Systematik für optionale Einbaufälle insgesamt.

Marktkommunikation und Bilanzierung: Klassifizierung der neuen Zählerart in den Marktprozessen und der Bilanzierung (Behandlung der Messwerte äquivalent zu TAF 7), Anpassung der einschlägigen BNetzA-Festlegungen und Stammdatenmodelle.

Kommunikationsnetzzugang: Anspruch wettbewerblicher MSB auf diskriminierungsfreien Zugang zu LPWAN- und sonstigen durch gMSB/Netzbetreiber genutzten Kommunikationsnetzen zu regulierten Bedingungen (Ergänzung § 13 MsbG), alternativ verbindliche Multi-Bearer-Anforderungen in der Gerätespezifikation.

Eichrecht: Erarbeitung der Anforderungen an Zeitstempelung und Konformitätsbewertung fernauslesbarer Messeinrichtungen außerhalb der SMGW-Infrastruktur durch die PTB (vgl. Abschnitt 7.1); Klärung der Baumusterprüfung der INFO-Schnittstelle für Bestands-mME.

Umsetzung des Art. 7b VO (EU) 2024/1747: Nationale Ausgestaltung der „Dedicated Measurement Devices“ (Definition, zulässige Messorte, Validierungsverfahren nach Abs. 3, Datenqualität und Interoperabilität nach Art. 23, 24 RL (EU) 2019/944) als kurzfristig wirksame Brücke, insbesondere für Konzept 2.

Aufgrund der Relevanz der Änderungen für das bislang statuierte Sicherheitsniveau sowie für eichrechtliche und datenschutzrechtliche Belange ist eine frühzeitige, strukturierte Abstimmung zwischen BMWi, BSI, PTB, BNetzA und dem BfDI geboten.

Die Erfahrung des SMGW-Rollouts lehrt zugleich, dass die Detailtiefe der Regulierung selbst zum Engpass werden kann: Die Novelle sollte sich auf die genannten Kernpunkte beschränken, Umsetzungsdetails den BNetzA-Festlegungen und der Standardisierung (FNN) überlassen und auf jede über die Mindestanforderungen hinausgehende nationale Sonderanforderung verzichten.

9 Verhältnis zum Pflicht-Rollout intelligenter Messsysteme

Das Smart Meter Light ist kein Gegenmodell zum intelligenten Messsystem, sondern dessen notwendige Ergänzung in dem Segment, das der iMSys-Rollout nach seiner gesetzlichen Priorisierung auf absehbare Zeit nicht erreicht. Diese Abgrenzung lässt sich präzise ziehen und sollte gesetzlich verankert werden: Der Pflicht-Rollout nach § 29 Abs. 1 MsbG bleibt in Umfang, Fristen und Quoten unverändert; für Pflichteinbaufälle ist das Smart Meter Light nicht vorgesehen.

Steuerungsvorgänge bleiben ausnahmslos dem iMSys mit SMGW und zertifizierter Steuerungstechnik vorbehalten – hier ist das Gateway gesetzt. Entsteht an einer Smart-Meter-Light-Messstelle nachträglich Steuerungsbedarf (Zubau einer Wärmepumpe, Wallbox oder PV-Anlage über 7 kW), wird sie regulär zum Pflichteinbaufall und mit einem SMGW ausgestattet; die geforderte Aufrüstschnittstelle stellt sicher, dass dies ohne vollständigen Zählertausch möglich ist – wobei die Aufrüstung nicht zwingend über ein vollständiges SMGW erfolgen muss, sondern auch über eine nachgerüstete Steuerbox erfolgen kann (siehe Abschnitt 3).

Der Einwand, ein paralleler Pfad könne die Branche verunsichern und den Rollout insgesamt verlangsamen, ist ernst zu nehmen, trifft bei sauberer Abgrenzung jedoch nicht zu: Das Smart Meter Light adressiert ausschließlich Messstellen, für die nach dem Rollout-Fahrplan des MsbG ohnehin kein iMSys-Einbau geplant ist; es entzieht dem Pflicht-Rollout weder Installationskapazitäten (Selbstinstallation bzw. einfacher Zählerwechsel statt komplexer iMSys-Inbetriebnahme) noch Nachfrage. Im Gegenteil entlastet es den Einbau auf Kundenwunsch nach § 34 Abs. 2 MsbG, der heute vielfach an prohibitiven Entgelten und langen Umsetzungszeiten scheitert, und verschafft den gMSB Freiraum, ihre Kapazitäten auf die Pflichteinbaufälle zu konzentrieren.

Herstellern zertifizierter SMGW-Technik bleibt die Planungssicherheit des unveränderten Pflichtsegments; zugleich eröffnet die Aufrüstarchitektur ihnen einen zusätzlichen, zeitlich nachgelagerten Markt. Die Monopolkommission hat sich in ihrem 10. Sektorgutachten Energie entsprechend dafür ausgesprochen, bei optionalen Einbaufällen auf die BSI-Zertifizierung zu verzichten und die Erfüllung der EU-Mindestanforderungen genügen zu lassen. Auch der von der EU mit Art. 7b VO (EU) 2024/1747 eingeschlagene Weg – pragmatische Messdatennutzung dort, wo der intelligente Zähler noch fehlt – bestätigt die Logik eines komplementären Pfads.

Auch im Verhältnis zu gebäudebezogenen 1:n-Messkonzepten gilt diese komplementäre Logik (siehe Abschnitt 2.5): Wo ein Mehrfamilienhaus gemeinsam und koordiniert auf ein geteiltes iMSys umgestellt werden kann, bleibt dies aufgrund der Kostenteilung über ein gemeinsames SMGW der wirtschaftlich vorzugswürdige Weg. Das Smart Meter Light tritt daneben, ohne die 1:n-Anbindung zu ersetzen: Es eröffnet einzelnen Anschlussnutzern einen individuellen Zugang zu digitaler Messtechnik dort, wo eine gebäudeweite Koordination ausbleibt, ein anderer Messstellenbetreiber gewünscht wird oder schlicht keine Abstimmung mit Hausverwaltung oder Eigentümergemeinschaft erfolgen soll.

10 Umsetzungspfad

Für die Umsetzung wird ein dreiphasiges Vorgehen vorgeschlagen, das kurzfristige Wirksamkeit mit dem Aufbau der skalierbaren Zielarchitektur verbindet.

Phase 1 (2026): Rechtsrahmen und Pilotierung. Verabschiedung der Eckpunkte der MsbG-Novelle (Abschnitt 8) und nationale Umsetzung des Art. 7b VO (EU) 2024/1747 einschließlich des Validierungsverfahrens für DMD; Einsetzung einer Arbeitsgruppe Eichrecht unter Federführung der PTB mit dem Ziel einer Anforderungsspezifikation zur Zeitstempelung binnen zwölf Monaten; Start von Pilotprojekten mit begrenzten Kundenzahlen auf Basis einer Experimentierregelung – für Konzept 2 (Bestands-mME mit Auslesegerät, Fokus

Validierungsverfahren und Eichrechtsarchitektur) ebenso wie für die Konzepte 1 und 3 (Gerätetechnik, Head-End-Integration, MaKo-Anbindung); Sofortmaßnahme: Digitalisierung des PIN-Prozesses der mME.

Phase 2 (2027): Spezifikation und Zulassung. BNetzA-Festlegungen zu technischen Mindestspezifikationen, Marktkommunikation und Bilanzierung; FNN-Standardisierung der Geräteschnittstellen (insbesondere LMN/wM-Bus-Aufrüstschnittstelle zum SMGW); eichrechtliche Konformitätsbewertungen der ersten Gerätegenerationen und Auslesearchitekturen; Festlegung der Preisobergrenze auf Basis einer belastbaren Kostenanalyse; Regelung des LPWAN-Netzzugangs für wMSB.

Phase 3 (ab 2028): Marktphase und Skalierung. Marktverfügbarkeit zugelassener Smart-Meter-Light-Geräte mehrerer Hersteller; Einbau durch gMSB und wMSB im Regelbetrieb, anlassbezogen (Turnuswechsel, Neubau) und auf Kundenwunsch; begleitendes Monitoring durch die BNetzA (Ausstattungsquoten, Kosten, Datenqualität, Cybersicherheitsvorfälle) mit Berichtspflicht, um den Rechtsrahmen evidenzbasiert nachzuschärfen und die Anschlussfähigkeit an kommende EU-Vorgaben sicherzustellen.

11 Bewertung

Der Beschluss der Regierungskoalition, ein kostengünstiges und cybersicheres Smart Meter Light für Kunden außerhalb des Pflicht-Rollouts zu etablieren, ist technisch umsetzbar und regulatorisch mit einer fokussierten MsbG-Novelle erreichbar. Die drei dargestellten Konzepte – europäischer Standardzähler mit integrierter Kommunikation, Bestands-mME mit optischem Auslesegerät und smarte mME mit LPWAN-Anbindung – sind keine konkurrierenden Alternativen, sondern komplementäre Bausteine mit unterschiedlichen Zeithorizonten: Konzept 2 kann auf Basis der vorhandenen 28 Millionen mME kurzfristig Wirkung entfalten, sofern Zeitstempelung und Validierungsverfahren geklärt werden; die Konzepte 1 und 3 bilden mit integrierter Kommunikation und Aufrüstbarkeit auf Steuerungsfunktion die skalierbare, betrieblich robuste Zielarchitektur.

Die kritischen Pfade sind identifiziert und lösbar: eine eichrechtskonforme Zeitstempelung außerhalb der SMGW-Infrastruktur, deren Anforderungen die PTB in einem gemeinsamen Verfahren für alle Konzepte spezifizieren sollte; die Öffnung des § 19 MsbG für definierte Anwendungsfälle nebst Einordnung in Marktkommunikation und Bilanzierung als TAF-7-äquivalente Datenlieferung; ein abgestuftes, an europäischen Maßstäben orientiertes Cybersicherheitsmodell mit BNetzA-Mindestspezifikationen statt BSI-Zertifizierungspflicht; sowie der diskriminierungsfreie Zugang wettbewerblicher Messstellenbetreiber zu Kommunikationsnetzen. Richtig ausgestaltet beeinträchtigt das Smart Meter Light den Pflicht-Rollout nicht, sondern ergänzt ihn – zu einem Bruchteil der iMSys-Kosten, mit spürbarer Entlastung der Netzentgelte, und es bringt Verbrauchstransparenz, dynamische Tarife und die Aktivierung von Kleinstflexibilität zu den rund zwei Dritteln der Haushalte, die davon heute ausgeschlossen sind.

Transparenzhinweis: Dieses Papier wurde mithilfe von Künstlicher Intelligenz (KI) erarbeitet.
