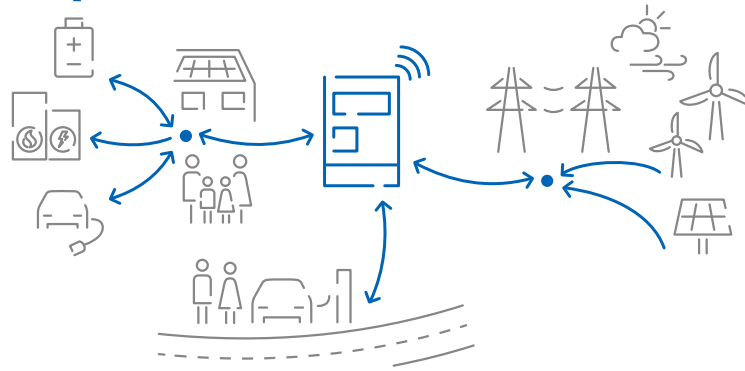




Die Energiewende zum Kunden bringen: **Warum die Beschleunigung des Rollouts über bestehende Smart-Meter-Infrastrukturen gelingt**

Die Regierungskoalition hat in ihrem „[Programm für Aufschwung und Beschäftigung](#)“ vorgesehen, dass eine breitere Gruppe von Kunden aktiv an der Energiewende teilhaben soll: „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 politische Ziel einer breiten Teilhabe von Kunden an der Energiewende teilt VDE FNN ausdrücklich. Gleichzeitig scheint es aber nicht ausreichend bekannt zu sein, welchen Beitrag intelligente Messsysteme (iMSys) mit dem aktuell erreichten Stand im Rollout bereits leisten und welche Potenziale noch zusätzlich gehoben werden können, die bereits im Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) angelegt sind.

VDE FNN hat seine [Position zum „Smart Meter Light“](#) bereits am 13.07.2026 veröffentlicht. Das anschließend vorgelegte [Konzeptpapier](#) der Smart-Meter-Initiative stellt verschiedene mögliche technische Lösungsansätze zur Umsetzung eines „Smart Meter Light“ vor. Vor diesem Hintergrund hat VDE FNN die vorgeschlagenen Ansätze einer technischen Bewertung unterzogen. Das Ergebnis dieser Bewertung soll als fachliche Einordnung der gemeinsam identifizierten politischen Ziele und der diskutierten Lösungswege dienen.

VDE FNN begleitet den iMSys-Rollout seit 2017 fachlich und entwickelt die technischen Grundlagen für eine interoperable, sichere und zukunftsfähige Digitalisierung des Messwesens. Der vorliegende Impuls wurde von Experten aus Messstellenbetrieb, Industrie und Dienstleistungsunternehmen erarbeitet, die seit vielen Jahren an der Gestaltung und Umsetzung des Rollouts beteiligt sind.

Ziel dieses VDE FNN Impulses ist es, die im Konzeptpapier der Smart-Meter-Initiative vorgestellten Ansätze für ein „Smart Meter Light“ technisch grob einzuordnen. Die Analyse zeigt, dass die vorgestellten Ansätze keine kurzfristig verfügbare Gesamtlösung darstellen. Vielmehr wären zusätzliche Standardisierung, Regulierung, Zulassung sowie neue technische und organisatorische Strukturen erforderlich. VDE FNN sieht den schnellsten Weg zu einer breiten Teilhabe an der Energiewende daher in der konsequenten Nutzung und Skalierung der bereits etablierten Smart-Meter-Infrastruktur sowie der im MsbG verankerten 1:n-Anbindung.

Über das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (VDE FNN)

Das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (VDE FNN) entwickelt die technischen Anforderungen an den Betrieb der Stromnetze vorausschauend weiter. Ziel ist der jederzeit sichere Systembetrieb bei steigender Aufnahme von Strom aus erneuerbaren Energien

Management Summary



Das Konzeptpapier der Smart-Meter-Initiative weist *keine* kostengünstigere, zugelassene, interoperable und massenmarktfähige Gesamtlösung für ein „Smart Meter Light“ nach.

Vorgeschlagen werden drei unterschiedliche Technologiepfade mit zahlreichen Untervarianten. Sämtliche Vorschläge bedingen eine weitgehende Neuentwicklung von Geräten und Systemen. Dadurch droht eine Fragmentierung des Messwesens in parallele Geräte-, Kommunikations-, Sicherheits- und Administrationswelten. Erhoffte Skaleneffekte sind dadurch absehbar nicht gegeben, während zusätzliche Entwicklungs-, Zulassungs-, Integrations- und Betriebskosten entstünden.

Bereits heute wird die im MsbG verankerte 1:n-Anbindung als etablierter und skalierbarer Lösungsansatz umgesetzt, um insbesondere Mehrparteienhäuser effizient an die Smart-Meter-Infrastruktur anzubinden. Die politischen Ziele einer breiteren Teilhabe können damit auf Basis bestehender Standards unmittelbar unterstützt werden.

Gleichzeitig befindet sich der iMSys-Rollout mit einer einheitlichen, cybersicheren und interoperablen Architektur in der Skalierungsphase. Der deutsche Mittelstand, europäische Hersteller sowie grundzuständige und wettbewerbliche Messstellenbetreiber (MSB bzw. gMSB und wMSB) haben dafür erhebliche Investitionen in Entwicklung, Zertifizierung und Produktionskapazitäten getätigt. Wirtschaftspolitisch wäre es kontraproduktiv, diese Basis durch neue Parallelpfade zu schwächen und zusätzliche Nachfrage auf überwiegend nicht standardisierte Alternativlösungen zu verlagern.

Verweise auf europäische Smart-Meter-Systeme greifen zu kurz. Die dort eingesetzten Lösungen sind Teil anderer Markt- und Systemarchitekturen und erfüllen andere funktionale Anforderungen als das deutsche iMSys. Ein Vergleich allein auf Ebene einzelner Geräte oder Hardwarekosten wird einer ganzheitlichen Betrachtung, die Systeme und Prozesse einschließen muss, nicht gerecht.

Viele der im Konzeptpapier adressierten Herausforderungen sind mit dem iMSys bereits gelöst. Je konsequenter Sicherheit, Zeitstempelung, Interoperabilität, Administration und zukünftige Steuerungsanforderungen bei der noch erforderlichen Neuentwicklung eines „Smart Meter Light“ berücksichtigt werden, desto stärker nähern sich die vorgeschlagenen Ansätze dem bestehenden iMSys an. Statt weitere Prozess- und Systemwelten aufzubauen, sollte Deutschland deshalb die heimische und europäische Wertschöpfung stärken, den bestehenden Rolloutpfad konsequent weiter beschleunigen und die vorhandene Smart-Meter-Infrastruktur effizient skalieren.

Gemeinsames Ziel: Mehr Teilhabe an der Energiewende

In einem ersten Schritt werden die gemeinsamen Rahmenbedingungen für den Smart-Meter-Rollout in Deutschland betrachtet. Diese Betrachtung stellt den notwendigen Kontext für das Konzeptpapier sowie die nachfolgende Bewertung her.

VDE FNN teilt das politische Ziel, der Bevölkerung die aktive Teilhabe an der Energiewende zu ermöglichen. Die zentrale Frage ist daher nicht das Ziel, sondern welcher technische und regulatorische Weg dieses Ziel schnell, sicher, interoperabel und wirtschaftlich erreicht. Vor diesem Hintergrund werden zunächst die Anforderungen an die Digitalisierung des Messwesens sowie der aktuelle Stand des Smart-Meter-Rollouts unter Berücksichtigung der definierten Anforderungen an Datenschutz, Datensicherheit und Netzstabilität betrachtet.

Veränderter Bedarf an Daten

Lieferanten benötigen validierte, verlässliche und gesicherte richtige Verbrauchsdaten für ihre Letztverbraucherabrechnung und Beschaffung. Die Datenbasis hierfür muss hochverfügbar sein, da sich der Strompreis viertelstündlich ändern kann. Neben finanziellen Verlusten für alle Beteiligten können fehlende, verfälschte oder ungenaue Daten das gesamte Energiesystem beeinträchtigen.

Netzbetreiber benötigen verlässliche Daten für Bilanzierung und Netzführung. Die korrekte Erfassung der Energieflüsse eines Netzgebietes ist auch für eine verlässliche Berechnung der Netzentgelte wichtig. Ungenauigkeiten der Daten müssen aufwändig ausgeglichen werden, was sich letztlich in erhöhten Netznutzungsentgelten niederschlägt.

Verbrauchsdaten zu Festpreistarifen einer ausreichend großen Kundengruppe waren seit Jahrzehnten mit hoher Präzision statistisch prognostizierbar. Durch dynamische Tarife und privat genutzte Energiewendetechnologien wie Speicher, Wechselrichter und Wärmepumpen verändert sich das Verbrauchsverhalten zunehmend. Als Basis dienen eichrechtlich verlässlich erhobene, abrechnungsrelevante Daten. Dies bedeutet zugleich, dass statistische Erfahrungswerte künftig immer stärker durch verlässliche Messwerte ersetzt werden müssen. Bei beidem kommt es auf die Verlässlichkeit der Daten an. Zudem werden Netzzustandsdaten benötigt, um die für eine netzorientierte Steuerung erforderlichen Maßnahmen abzuleiten, die Versorgungssicherheit dauerhaft sicherzustellen und den Netzausbau bedarfsgerecht zu planen.

Mit der fortschreitenden Elektrifizierung steigen die Anforderungen an Qualität, Verfügbarkeit und Verwendbarkeit von Messdaten kontinuierlich. Die Diskussion um neue Messsysteme sollte deshalb nicht allein unter Kostenaspekten geführt werden, ohne auf Verlässlichkeit, Datenrichtigkeit und Schutz vor Datenmissbrauch zu schauen. Ebenso entscheidend ist, ob die erforderliche Datenqualität und langfristige Nutzbarkeit für Markt und Netz sichergestellt werden können.

„Der Rollout in Deutschland ist kompliziert und teuer und kommt deswegen nicht voran.“

Fakt ist, dass der iMSys-Rollout in Deutschland in den letzten Jahren sehr gut vorankommt und exponentiell skaliert. Zum 31.12.2025 wurden bei der Bundesnetzagentur bereits 3,1 Millionen iMSys registriert. Mittlerweile dürften deutlich über vier Millionen iMSys installiert sein, was circa 20 % aller Gebäude entspricht. Die erhöhte Anlaufzeit des deutschen Rollouts ist darauf zurückzuführen, dass frühzeitig hohe Anforderungen an Cybersicherheit, Interoperabilität und Vertrauenswürdigkeit der Messdaten berücksichtigt wurden. Diese Fragestellungen gewinnen mittlerweile auch auf europäischer Ebene zunehmend an Bedeutung.

Die zentrale Herausforderung besteht daher nicht darin, einen zusätzlichen Rolloutpfad zu schaffen, sondern die bereits vorhandene Infrastruktur weiter zu skalieren und die vorhandenen Potenziale konsequent zu nutzen.

Effizient skalieren

Der Rollout ist in der Skalierungsphase angekommen und iMSys sind mittlerweile in einem signifikanten Umfang verbaut. Mit der Novelle des MsbG im Jahr 2025 wurde der iMSys-Rollout und die dafür notwendigen Ressourcen auf Anwendungsfälle rund um die Steuerung fokussiert. Vor dem Hintergrund der zunehmenden dezentralen Erzeugung, des veränderten Verbrauchsverhaltens und der aufrechtzuhaltenden Systemstabilität ist diese Fokussierung grundsätzlich sinnvoll. MSB sind dabei, mit sehr viel Aufwand die gesetzlichen Anforderungen zu erfüllen. Darüber hinaus haben besonders wMSB, deren Einbauten nicht von der BNetzA registriert werden, den Markt der optionalen Einbaufälle bestmöglich bedient.

Im bestehenden regulatorischen Rahmen sind bereits Lösungen wie 1:n, bei der ein Smart Meter Gateway (SMGW) mit mehreren modernen Messeinrichtungen (mME) verbunden wird, verankert. Diese zählt auch unmittelbar auf das voraussichtlich kommende EU-Ziel von 75 % Ausbaquote bis 2034 ein. Dadurch können nicht nur Kundinnen und Kunden in Einfamilienhäusern, sondern auch Mieterinnen und Mieter in Mehrparteienhäusern kostengünstig mit iMSys erschlossen werden. Sobald ein iMSys in einer Liegenschaft installiert ist, können z. B. bei der Montage des SMGW alle weiteren Zähler effizient angebunden werden. Der Einbau bei dieser Kundengruppe könnte im Rahmen einer Novelle des MsbG weiter angereizt werden. Mit der 1:n-Anbindung steht damit bereits heute ein Lösungsansatz zur Verfügung, der die von „Smart Meter Light“ adressierten Kundengruppen erreichen kann, ohne zusätzliche Sicherheits-, Kommunikations- oder Marktarchitekturen aufzubauen. Statt neue Parallelstrukturen zu etablieren, nutzt dieser Ansatz die bereits vorhandene Infrastruktur und erhöht die Skaleneffekte des laufenden Rollouts. Zudem ist dieser Rollout mit 1:n im Mehrparteienhaus zukunftsfähig, wenn sich die Bedarfe in der Liegenschaft ändern.

1:n konsequent nutzen statt neue Parallelstrukturen schaffen

Das Konzeptpapier begründet die Notwendigkeit eines „Smart Meter Light“ unter anderem mit Situationen, in denen die 1:n-Anbindung nicht oder nur eingeschränkt genutzt werden kann, beispielsweise bei individueller Nachfrage einzelner Anschlussnutzer, der Wahl eines abweichenden MSB oder fehlender Abstimmung innerhalb eines Mehrparteienhauses.

Dabei wird 1:n anhand seiner heutigen Geräte- und Betriebskosten bewertet, wohingegen die Bewertung von Smart Meter Light anhand hypothetischer Zielkosten und noch zu entwickelnder Lösungen erfolgt. Erforderlich ist deshalb eine ganzheitliche, lebenszyklusorientierte Betrachtung. Diese spricht für die gemeinsame Nutzung einer standardisierten, cybersicheren und steuerungsfähigen Infrastruktur, da dabei nicht nur die Geräte-, sondern auch die System-, Kommunikations- und Prozesskosten auf mehrere Messstellen verteilt werden. Zugleich werden zusätzliche parallele Geräte-, Kommunikations- und Administrationswelten vermieden.

Eine individuelle Nachfrage einzelner Anschlussnutzer ist mit 1:n realisierbar. Auch heterogene MSB-Konstellationen sind im bestehenden Technologiepfad abbildbar. Das 1:n-Konzept darf daher nicht auf die Annahme reduziert werden, dass sämtliche Anschlussnutzer zwingend gleichzeitig über ein einziges SMGW angebunden werden müssen. Unabhängig vom gewählten Konzept entstehen die meisten Synergien, beispielsweise aufgrund reduzierter Anfahrtkosten etc., wenn alle Anschlussnutzer einer Liegenschaft unmittelbar angebunden werden.

Aus Sicht von VDE FNN zeigt die Bewertung, dass keine der aufgezeigten Herausforderungen durch einen zusätzlichen Technologiepfad wirklich substantiell verbessert wird. Mit der 1:n-Anbindung steht bereits heute ein im MsbG vorgesehener Lösungsansatz zur Verfügung, der die Digitalisierung auf Basis der bestehenden iMSys-Infrastruktur voranbringt und insbesondere die Erschließung von Mehrparteienhäusern ermöglicht. Diese Vorgehensweise ist umso effizienter, da im Zusammenhang mit dem Gebäudeenergiegesetz zunehmend Mieter- oder Gebäudestromkonzepte umgesetzt werden und der Masterplan Ladeinfrastruktur den Ausbau von Ladeinfrastruktur in Mehrparteienhäusern vorantreibt. Dadurch wird in immer mehr Mehrparteienhäusern ein iMSys verbaut, wodurch die Grundlage für die Anbindung aller weiteren Zähler gegeben ist.

Am effizientesten ist es, den Schwerpunkt darauf zu legen, die Nutzung bestehender Lösungen weiter zu vereinfachen und zu skalieren, anstatt für einzelne Konstellationen neue Parallelstrukturen aufzubauen. Jede über 1:n mit einem iMSys ausgestattete Messstelle erhöht zugleich die nationale Ausbaquote und trägt damit unmittelbar zu dem von der Europäischen Kommission gesetzten Ziel bei, mindestens 75 Prozent der Endkunden mit iMSys auszustatten.

Bewertung der Ansätze

In dem Konzeptpapier der Smart-Meter-Initiative werden drei Vorschläge dargestellt, um alternative Technologien zu etablieren, die sich auf die Erfassung von Viertelstundenwerten (analog zu TAF 7) für dynamische Tarife beschränken sollen. Die Steuerung von Kundenanlagen soll ausdrücklich iMSys vorbehalten werden. Gleichzeitig sollen „Smart-Meter-Light-Zähler“ jedoch auch durch Erweiterung der erforderlichen Schnittstelle (LMN) an einem iMSys angebunden werden können. Im Widerspruch zur selbst gesetzten Prämisse „nur Energie messen“ sollen sie in der Ausprägung als „Europäischer Standardzähler“ mit einer nicht näher spezifizierten Steuerungsfunktion nachgerüstet werden können.

Es stellt sich die grundlegende Frage, weshalb für denselben energiewirtschaftlichen Anwendungsfall der Bereitstellung abrechnungsrelevanter Viertelstundenwerte unterschiedliche Anforderungen an Sicherheit, Vertrauenswürdigkeit und Nachweisbarkeit der Messwerte gelten sollten. Aus Sicht von Marktprozessen, Bilanzierung und Beschaffung ist weniger die verwendete Technologie entscheidend als die Verlässlichkeit und Nachvollziehbarkeit der bereitgestellten Daten.

Die nachfolgende Bewertung untersucht daher nicht, ob sich einzelne technische Funktionen grundsätzlich realisieren lassen. Stattdessen wird bewertet, ob die vorgestellten Ansätze geeignet sind, kurzfristig eine kostengünstige, interoperable, sichere und massenmarktfähige Alternative zur bestehenden Smart-Meter-Infrastruktur bereitzustellen.

Mythos 2

„Die vielfältigen Funktionen des iMSys werden von den meisten Kunden gar nicht benötigt.“

Fakt ist, dass sich Kundenwünsche ändern. Die heute im Fokus stehenden dynamischen Tarife waren vor wenigen Jahren in Deutschland noch gar nicht absehbar. Dynamische Tarife mit der Steuerung von Verbrauch und zunehmend auch Eigenerzeugung zu verknüpfen, ist eine absehbare Entwicklung. Eigenversorgung, Energy Sharing und weitere Entwicklungen werden künftig eine flexible Infrastruktur benötigen.

Gleichzeitig wachsen mit der Digitalisierung die Anforderungen an Datenschutz und Cybersicherheit. Daten einer großen Zahl von Kunden können jederzeit zum Angriffsziel von Kriminellen oder staatlichen Akteuren werden. Cybersecurity muss daher von Beginn an mitgedacht werden und darf nicht als nachgelagerte Zusatzanforderung verstanden werden.

Adaption von Systemen aus dem europäischen Umfeld (Linky-Zähler)

Internationale Smart-Meter-Lösungen werden häufig als Beispiel dafür angeführt, dass die Digitalisierung des Messwesens einfacher und kostengünstiger umgesetzt werden könne. Dabei wird jedoch häufig ausgeblendet, dass diese Lösungen Teil anderer Markt- und Systemarchitekturen sind. Ein direkter Vergleich einzelner Geräte oder der reinen Hardwarekosten greift daher zu kurz und lässt wesentliche Anforderungen in Deutschland an Interoperabilität, Marktintegration, Cybersicherheit und zukünftige Steuerungsanwendungen außer Betracht.

Technische Bewertung

Der Linky-Zähler ist Teil einer auf Frankreich zugeschnittenen Gesamtarchitektur, ausgelegt für einen landesweit operierenden Verteilnetzbetreiber. Er steht hier beispielhaft für eine Vielzahl in sich proprietärer Lösungen, die heute in Europa im Einsatz sind.

Der verwendete Zähler kann nicht ohne weiteres in Deutschland eingesetzt werden. Da der in Frankreich etablierte Smart Meter, genau wie Lösungen aus anderen europäischen Ländern, nicht ohne Weiteres an ein SMGW angebunden werden kann, stellt das Papier unterschiedliche zusätzliche Aufrüstpfade zur Diskussion: Von einer neu zu integrierenden LMN-Schnittstelle bis zu einem zusätzlichen „Dritt-Gateway“, das ausschließlich steuern kann. Damit müsste neben dem „Smart Meter Light“ selbst noch eine weitere Geräteklasse technisch und sicherheitstechnisch spezifiziert, zugelassen und betrieben werden.

Ein ausschließlich steuerndes „Dritt-Gateway“ trennt die wertvolle und sichere Verknüpfung von Messdaten und Steuerung systematisch auf. Damit wird ein Weg vorgezeichnet, in der kritischen Infrastruktur Stromversorgung Steuerungsfunktionen außerhalb der bestehenden und cybersicheren iMSys-Architektur bereitzustellen. Dieser Parallelweg wird zusätzlich absehbar teurer und komplexer als die unmittelbare Verwendung bestehender iMSys.

Keines der europäischen Modelle eignet sich, um Cybersicherheit bei Steuerung und Datenschutz nach deutschen Anforderungen umzusetzen. Die vorgeschlagene Lösung erzeugt damit nicht weniger, sondern zusätzliche technische Komponenten und Schnittstellen. Die behauptete Vereinfachung setzt voraus, dass neue Geräteklassen entwickelt, standardisiert, zugelassen und in bestehende Marktprozesse integriert werden.

Optisches Auslesegerät für bestehende moderne Messeinrichtung (mME)

Der Ansatz erscheint auf den ersten Blick attraktiv, da bestehende mME weiter genutzt werden können und kein Zählerwechsel erforderlich wäre. Für einen massenmarktfähigen und abrechnungsrelevanten Einsatz bestehen jedoch weiterhin erhebliche technische, eichrechtliche und organisatorische Herausforderungen. Insbesondere die Erzeugung vertrauenswürdiger Viertelstundenwerte sowie die sichere Integration in bestehende Markt- und Messsystemprozesse sind bislang nicht gelöst.

Technische Bewertung

Dieser Vorschlag greift Produkte für „technik-affine“ Anwender auf, die seit ca. 20 Jahren im Do-it-Yourself-Bereich verfügbar sind und überträgt die Verantwortung für Installation und Inbetriebnahme weitgehend auf Endkunden. Die angedachte Nutzung des Kunden-WLAN für die benötigte Weitbereichsanbindung hat sich wegen ihrer operativen Komplexität in zahlreichen Pilotprojekten nicht bewährt. Es ist vollkommen undefiniert, wie dieser Ansatz in

Mehrparteienhäusern mit teilweise beschränktem Zugang zu Zählerräumen massenhaft technisch umgesetzt werden soll.

Die optische Schnittstelle ist grundsätzlich in der vorgeschlagenen Form nicht für abrechnungsrelevante Messwerte zugelassen. Trotzdem sieht das Konzept vor, die Viertelstundenwerte (TAF 7) im Auslesegerät zu erzeugen. Da die Zeit in einer mME nicht verfügbar ist, muss das Auslesegerät Zeitstempel hinzufügen und aus eichrechtlicher Sicht neue Messwerte bilden. Für den vorgesehenen Zweck würde das Auslesegerät somit ein Messgerät im Sinne des Eichrechts darstellen und entsprechende Zulassungsverfahren durchlaufen. Eine sichere, integritätsgeschützte Anbindung des Auslesegeräts an die mME benötigt zudem eine Authentifizierung zwischen Auslesekopf und Messsystem, die im Rahmen eines Pairing-Prozesses hergestellt werden müsste. Diese Funktionen sind heute in den mME nicht vorgesehen, bedingen somit konstruktive Änderungen und erneute Zulassungsverfahren. Weiterhin ist eine begleitende Spezifizierung einheitlicher Prozesse und Standards eines solchen neuen optischen Auslesegeräts unabdingbar.

Gerade für dynamische Tarife, Beschaffung und Bilanzierungsprozesse ist eine eindeutige Zuordnung von Messwerten zu einer gesetzlich abgesicherten Zeitbasis von zentraler Bedeutung. Werden Zeitstempel außerhalb der eichrechtlich gesicherten Messkette erzeugt, entstehen zusätzliche Fragestellungen hinsichtlich Nachvollziehbarkeit, Nachweisbarkeit und energiewirtschaftlicher Verwendbarkeit der Daten.

Damit zeigt sich auch bei diesem Ansatz ein grundlegendes Muster: Die scheinbare Vereinfachung setzt zusätzliche technische Komponenten, neue Prozesse sowie weitergehende regulatorische und eichrechtliche Klärungen voraus. Die Nutzung vorhandener mME allein genügt nicht, um einen abrechnungsrelevanten und massenmarktfähigen Betrieb zu ermöglichen.

Ein Massenbetrieb zur Erfassung von abrechnungsrelevanten Kunden auf Basis optischer Auslesegeräte ist daher nicht darstellbar.

„Smarte mME“ mit separater WAN-Anbindung

Die vorgeschlagene „smarte mME“ wird als vereinfachte Alternative zum iMSys dargestellt. Tatsächlich setzt der Ansatz die Standardisierung und Entwicklung einer neuen Gerätegeneration voraus, die zusätzliche Kommunikations-, Sicherheits- und Administrationsfunktionen integrieren muss. Viele der beschriebenen Anforderungen sind heute bereits im iMSys umgesetzt. Die angestrebte Vereinfachung ist daher bei diesem Ansatz nicht absehbar.

Technische Bewertung

Diese Lösung baut auf heutigen mME auf, die mit einem Modul zur Nahbereichskommunikation (z. B. wMBUS, LPWAN) ausgerüstet sind. Die im Konzeptpapier beschriebene mME wäre wesentlich komplexer und teurer als die heutige mME. Zudem müsste sie neu spezifiziert, standardisiert, entwickelt und zugelassen werden.

Viertelstundenwerte in Analogie zu TAF 7 sind wegen des in der mME beabsichtigt nicht verfügbaren Zeitstempels nicht möglich. Die im SMGW vorgesehene Intelligenz und Tarifierung müsste zumindest teilweise im Zähler abgebildet werden. Funktionen, die nicht im Zähler realisiert werden, müssten im Backend umgesetzt werden. Neben der WAN-Anbindung über das

integrierte Kommunikationsmodul soll eine angepasste mME eine zusätzliche wMBUS-Schnittstelle für die spätere SMGW-Anbindung besitzen. Zeitsynchronisation, Zeitstempelung, Signierung und sichere Updates sollen unterstützt werden, ohne die notwendige Güte dieser Dienste über die vorgeschlagenen Technologien darzulegen. Diese Funktionen sind größtenteils über die vorgeschlagenen Kommunikationstechnologien nicht abbildbar und es ist nicht zu erwarten, dass sich die angestrebte Vereinfachung bei Ergänzung dieser Funktionen zu diesem Konzept noch einstellt.

Gleichzeitig entsteht die Anforderung, neue technische Spezifikationen, Prüfverfahren und Betriebsprozesse für diese Geräteklasse zu entwickeln. Die vorgeschlagene Lösung nutzt damit nicht die bestehenden Skaleneffekte des laufenden Rollouts, sondern erfordert zusätzliche Standardisierungs- und Entwicklungsaufwände. Auch die vorgesehene spätere Anbindung an ein iMSys zeigt, dass zentrale Anforderungen der Digitalisierung des Energiesystems weiterhin durch die bestehende Smart-Meter-Infrastruktur abgedeckt werden müssen. Damit entstünde ein weiterer Migrations- und Integrationspfad mit zusätzlichen Schnittstellen und Abhängigkeiten.

Zusammengefasst lassen die notwendigen Änderungen an heutigen, sehr kostengünstigen mME einen enormen Spezifikations-, Standardisierungs- und Umsetzungsaufwand erwarten und würden im Ergebnis einen deutlich teureren Zähler hervorbringen.

Mythos 3

„Der Rollout kommt nicht voran, weil zu viele Messstellenbetreiber ihren Job nicht machen.“

Fakt ist, die gesetzlich geforderte Ausbaquote von 20 % der Pflichteinbaufälle zum Ende des Jahres 2025 wurde im Durchschnitt erfüllt. Im letzten Quartal 2025 wurden der Bundesnetzagentur rund eine Million neu eingebaute iMSys gemeldet.

Zur Wahrheit gehört auch, dass die durchschnittliche Ausbaquote von leistungsstarken gMSB getragen wurde. 77 MSB haben laut Bundesnetzagentur mit dem Rollout immer noch nicht angefangen. Diese 77 MSB machen jedoch nur 1 % der gesamten Messstellen in Deutschland aus.

Fakt ist auch, dass sich wMSB in der Statistik der Bundesnetzagentur nicht vollständig wiederfinden. Die erfolgreiche, am Kundenwunsch orientierte Arbeit der wMSB passiert in Teilen quasi unter dem Radar.

Gesamtheitliche Betrachtung

Es werden mehrere unterschiedliche Ansätze aufgezeigt und auch dafür geworben, dass jeder MSB seine eigene Lösung vorsehen kann. Keiner der aufgezeigten Ansätze ist marktreif, regulatorisch zugelassen und in die deutschen Marktprozesse integriert verfügbar und jeder wirft mehrere offene Fragestellungen auf, die absehbar langfristige und aufwändige Klärungsprozesse nach sich ziehen. Auswirkungen auf Marktprozesse, Betriebsmodelle, Auftragssteuerung und Logistik, Bilanzierung, Netztransparenz sowie Integration von Flexibilitäten bleiben offen. Die Übernahme einer Messstelle durch wMSB oder gMSB würde deutlich komplizierter, da dann im Regelfall die vorhandene proprietäre Technik getauscht werden müsste.

Die Fragmentierung der gesamten Systemlandschaft schmälert zudem die Möglichkeit, die Ausprägung des iMSys als Standard innerhalb der EU zu etablieren.

Fragmentierung und parallele Lösungen

Die drei im Konzeptpapier vorgestellten Ansätze haben gemeinsam, dass sie zusätzliche Geräteklassen, Kommunikationswege, Sicherheitsmechanismen und Betriebsprozesse erfordern würden. Anstelle einer Vereinfachung droht damit eine Fragmentierung des Messwesens in mehrere parallele Systemwelten.

Technische Bewertung

VDE FNN hat in den Lastenheften zum iMSys alle BSI- und PTB-Anforderungen für den zulässigen Betrieb umgesetzt und als interoperablen Standard ausgeprägt, um MSB-individuelle Lösungen zu vermeiden und Wettbewerb zu fördern. Das ist in den Ansätzen der „Smart-Meter-Light-Initiative“ nicht erkennbar und würde bei paralleler Umsetzung zu keinen technischen oder finanziellen Vorteilen führen. Hinzu kämen neue, komplexe Prozesse, die den Einsatz weiter verteuern.

Insgesamt sollen alle drei Ansätze und beliebig viele „technologieoffene“ Untervarianten parallel zueinander laufen. „Smart Meter Light“ deckt nach eigener Zielsetzung eine Nische ab, die weiter fragmentiert wird und erreichbare Skaleneffekte für den Rollout insgesamt zunichtemachen würde.

Die Darstellung des iMSys als „nationale Kleinserien“ ist irreführend. Jeder der vorgeschlagenen Light-Pfade fällt im deutschen Markt deutlich kleinteiliger aus als die bereits millionenfach eingebauten SMGW. Gerade bei SMGW und dem iMSys ist der deutsche Mittelstand engagiert, entwickelt, produziert und erhält die Wertschöpfung in Deutschland und Europa, wohingegen die genannten Zähler mit erweiterter Funktionalität im Light-Pfad primär aus internationaler, nicht standardisierter Produktion stammen, die zudem unklaren Anforderungen an Cybersicherheit unterliegt. Bei iMSys ist die Funktionalität im SMGW abgebildet und insofern stehen SMGW und iMSys auch für digitale Souveränität und Resilienz. Es gibt in diesem Massenmarkt der Zähler keine europäischen Zählerhersteller mehr ohne außereuropäische Fertigung.

Die Lösungsvorschläge im Konzeptpapier beinhalten die Integration von SMGW-Schnittstellen und die Möglichkeit, ein „Dritt-Gateway“ oder ähnliche Steuerungslösungen zu verwenden. Diese Funktionen betreffen vornehmlich Kundengruppen, die zu den Pflichteinbaufällen nach § 14a EnWG oder § 9 EEG zu zählen sind. Damit widerspricht sich die selbst definierte Abgrenzung

zwischen „Smart Meter Light“ als „dauerhafte Ergänzung für Fälle ohne Steuerung“ und dem Einsatz von iMSys bei Steuerungsvorgängen.

Sicherheit und Systemadministration

Die im Konzeptpapier beschriebenen Ansätze zu „Smart Meter Light“ müssen Sicherheits- und Administrationsanforderungen ebenfalls berücksichtigen. Der Verzicht auf bestehende Ausprägungen des iMSys führt nicht automatisch zu einer Vereinfachung, sondern verlagert diese Aufgaben auf neue Systeme und Prozesse. Diese System- und Prozessvielfalt stört den laufenden Standardisierungsprozess massiv und frisst benötigte Ressourcen.

Technische Bewertung

Für die Backend-Anbindung aller Vorschläge wird auf vorhandene Systeme hauptsächlich lokaler Netzbetreiber verwiesen, die diese für andere Sparten betreiben. Offen bleiben die Fragen, wie die Einbindung dieser Systeme in die heutige Systemlandschaft (GWA, MSB-MDM, ERP von MSB und VNB), die Marktkommunikation und die Öffnung der lokalen Systeme für wettbewerbliche MSB erfolgen soll.

Jede Systeminfrastruktur benötigt sichere Kryptografie, NTP-TLS, Signaturen, sichere Geräteupdates und weitere Sicherheitsmechanismen. Solche Funktionen benötigen eine belastbare Vertrauens-, Schlüssel- und Zertifikatsinfrastruktur. Am effizientesten ist es, wenn diese für alle Marktteilnehmer zentral geregelt wird und marktweit verfügbar ist. Genau das leistet die für iMSys etablierte SM-PKI. Marktweit einheitliche Vertrauensanker und automatisierte Schlüsselverwaltung sind für Lieferanten, Verteilnetzbetreiber und MSB zwingend notwendig. Die durch Parallelösungen entstehenden Betriebskosten im IT-Backend, im Bilanzkreismanagement und im Patch-Management sind nicht zu unterschätzen und können mögliche Kostenvorteile bei der Hardware schnell aufzehren.

Zusätzlich müssen Geräte mit digitalen Elementen spätestens ab Ende 2027 den Cyber Resilience Act (CRA) der Europäischen Kommission einhalten. Hersteller müssen die Konformität ihrer Produkte nachweisen, Software-Stücklisten (SBOM) pflegen, Schwachstellen über den vorgesehenen Unterstützungszeitraum behandeln, sichere Updateverfahren unterstützen, Softwareupdates bereitstellen und wesentliche Produktänderungen regulatorisch bewerten. Bereits heute sind zudem die Vorgaben der RED durch Einhaltung der Anforderungen aus EN 18031-1 sowie aufgrund der Verarbeitung personenbezogener Daten EN 18031-2 zu berücksichtigen.

In jedem Fall wird eine zentrale Administration benötigt. Selbst wenn diese nicht Gateway-Administration heißt, erfüllt sie vergleichbare Aufgaben und stellt ein eigenständiges System mit entsprechender Integrationsnotwendigkeit dar. Vergleichbare Sicherheitsanforderungen wie bei einem heutigen iMSys müssten daher weiterhin berücksichtigt werden. Ein derartiges Administrationssystem müsste wie die Hardware im Feld ebenfalls einer geeigneten Sicherheitsbewertung und gegebenenfalls Zertifizierung unterzogen werden.

Wettbewerb und Interoperabilität

Damit Messsysteme langfristig wirtschaftlich betrieben, marktweit eingesetzt und zwischen unterschiedlichen Marktteilnehmern ausgetauscht werden können, sind gemeinsame technische Standards und interoperable Prozesse erforderlich. Die vorgeschlagenen Ansätze zeigen hierfür bislang keinen einheitlichen Rahmen auf.

Technische Bewertung

Der diskriminierungsfreie Zugriff durch wettbewerbliche MSB wird bei Konzept 3 („Smarte mME mit separater WAN-Anbindung“) als „strukturelle Hürde“ adressiert. Dieses Problem betrifft tatsächlich alle drei Ansätze.

„Technologieneutrale Mindestspezifikationen“ schaffen noch keine technische Interoperabilität und erst recht keine Austauschbarkeit oder systemische Integration. Wenn jeder Betreiber andere Geräte, Funknetze, Backend-Systeme und Sicherheitsverfahren einsetzt, entstehen proprietäre Inseln.

Dies ist ein wesentlicher Unterschied zum bestehenden Rolloutpfad. Die Spezifikationen zum iMSys verfolgen das Ziel, hersteller- und betreiberübergreifende Interoperabilität sicherzustellen und dadurch Wettbewerb zu ermöglichen. Zusätzliche Systemarchitekturen würden diesen Anspruch deutlich erschweren.

Abschließende Einordnung

Für jede der vorgestellten Ideen im Konzeptpapier müssten zusätzliche Geräteklassen, Schnittstellen, Sicherheitsinfrastrukturen, Zulassungsvorgaben und Administrationssysteme geschaffen werden. Diese müssen ihre Sicherheit in entsprechenden Zertifizierungsverfahren nachweisen. Statt einer Vereinfachung entsteht damit eine erhebliche zusätzliche Komplexität.

Selbst die Autoren des Konzeptpapiers gehen davon aus, dass notwendige Markteinführungstests frühestens ab 2028 beginnen könnten. Ein flächendeckender Ausbau wäre damit frühestens ab 2030 realistisch. Demgegenüber bietet der heutige regulatorische Rahmen bereits Lösungsansätze. Die im MsbG verankerte 1:n-Anbindung wird bereits umgesetzt und kann unmittelbar skaliert werden. Sie steht damit mehrere Jahre vor den vorgeschlagenen Smart-Meter-Light-Ansätzen zur Verfügung und zahlt damit unmittelbar in das Erreichen des europäischen 75%-Ziels ein.

Zudem sind deutschlandweit bereits heute nahezu 60 % aller Zähler auf moderne Messeinrichtungen umgerüstet. In wenigen Jahren wird dieser Anteil nahezu den Gesamtbestand erreichen. Die Einführung neuer „Smart-Meter-Light-Architekturen“ würde daher in vielen Fällen erneut Anpassungen oder Austauschprozesse erforderlich machen. Bereits installierte mME wären weit vor ihrem wirtschaftlichen Nutzungsende als Stranded Investment zu bewerten. Dagegen laufen die Zahlen bei Netzlokationen mit Steuerungsnotwendigkeit durch PV, Wärmepumpen, Klimaanlage und Wallboxen gerade deutlich hoch. Das GEG beschleunigt den Aufbau von Mieter- und Gebäudestromkonzepten, der Masterplan Ladeinfrastruktur treibt den Ausbau von Ladeinfrastruktur voran, die allesamt auf die sichere Architektur der iMSys setzen.

An vielen Stellen stoßen die vorgestellten Konzepte auf Herausforderungen, die mit dem iMSys bereits gelöst sind. Je konsequenter versucht wird, diese Herausforderungen zu adressieren, desto stärker nähern sich die vorgeschlagenen Lösungen funktional der bestehenden iMSys-Infrastruktur an.

Bevor in Deutschland neben dem iMSys weitere Systemwelten aufgebaut und dabei bereits gelöste Fragestellungen erneut bearbeitet werden, ist es deutlich effizienter, den bestehenden Rolloutpfad konsequent weiterzugehen, mit Blick auf das 75%-Ziel Mehrparteienhäuser stärker einzubinden, vorhandene Optimierungspotenziale und Skaleneffekte zu nutzen sowie die bereits laufende Beschleunigung des Rollouts weiter voranzutreiben.

Stand 08/2026

**VDE Verband der Elektrotechnik
Elektronik Informationstechnik e.V.**

Forum Netztechnik/Netzbetrieb im
VDE (VDE FNN)
Bismarckstraße 33, 10625 Berlin
Tel. +49 30 383868-70

www.vde.com/fnn