Zukunftspfad Smart Meter

Maßnahmen zur Beschleunigung des Ausbaus der digitalen Messinfrastruktur in Deutschland

Zukunftspfad Smart Meter

Maßnahmen zur Beschleunigung des Ausbaus der digitalen Messinfrastruktur in Deutschland

In Zusammenarbeit mit:

DE CARBONIZE virtual power networks

enercity Netz

hochfrequenz

metiundo MEASURING THE IMPACT

M.I.N.com Smart Solutions

N-ERGIE

octopus energy

peer metering

stadtwerk haßfurt

tibber

Verbraucherzentrale

ZENNER

Herausgeber

Am Blütenanger 71
80995 München
+49 (0)89 158121-0
info@ffe.de
www.ffe.de

Whitepaper
Zukunftspfad Smart Metering - Maßnahmen zur Beschleunigung des Ausbaus der digitalen Messinfrastruktur in Deutschland

Veröffentlicht am
01.09.2026

FfE-Projektteam
Dr. Erwan Taillanter
Elisabeth Wendlinger
Yannik Meyer
Dr.-Ing. Patrick Vollmuth

Geschäftsleitung
Dr.-Ing. Serafin von Roon
Dr.-Ing. Christoph Pellinger
Dr.-Ing. Anna Gruber
Dr.-Ing. Andrej Guminski

Projektpartner
Decarbon1ze GmbH, enercity Netz GmbH, Hochfrequenz Unternehmensberatung GmbH, metiundo GmbH, MINcom Smart Solutions GmbH, N-ERGIE AG, Octopus Energy Germany GmbH, peerMetering GmbH, Stadtwerk Haßfurt GmbH, Tibber Deutschland GmbH, Verbraucherzentrale Bayern e.V., Verbraucherzentrale NRW e.V., Zenner International GmbH & Co. KG

Bitte zitieren als
FfE (2026): Zukunftspfad Smart Metering – Maßnahmen zur Beschleunigung des Ausbaus der digitalen Messinfrastruktur in Deutschland DOI: 10.34805/ffe-24-26

DOI:10.34805/ffe-24-26

Versionsnummer Vorlage: TL20230613

Executive Summary

Zentrale Aufgabe des Energiesystems ist es, Verbrauch und Erzeugung zeitlich und räumlich zu koordinieren. Im Zuge der Energiewende werden sowohl die Erzeugung als auch der Verbrauch deutlich volatiler. Historische, statistische Ansätze reichen nicht mehr aus, und die Koordinierung muss zunehmend auf Basis zeitlich aufgelöster Daten stattfinden. Außerdem bieten neue Assets wie Elektrofahrzeuge oder Batteriespeicher eine aus Systemperspektive sehr wertvolle Flexibilität, die jedoch koordiniert eingesetzt werden muss. Hierzu sind grundsätzlich zwei Optionen möglich. Anpassungen des Verbrauchsverhaltens können durch zeitvariable oder dynamische Preissignale angereizt oder durch eine direkte Steuerung durch Marktakteure umgesetzt werden.

Die EU-Kommission hat bereits 2009 die Grundlagen für die Einführung von Smart Metern gelegt. Hauptanwendungen eines Smart Meters nach EU-Definition sind die Transparenz über den tatsächlichen Verbrauch sowie die Möglichkeit, dynamische Preissignale umzusetzen und abzurechnen. Das deutsche intelligente Messsystem (iMSys), bestehend aus einer modernen Messeinrichtung (mME) und einem Smart Meter Gateway (SMGW), ermöglicht diese Anwendungen, bietet jedoch auch die Infrastruktur zur direkten Steuerung einzelner Assets durch Marktakteure sowie Funktionen zur Überwachung der Stromqualität und zur Netztransparenz. Das iMSys wurde somit als Baustein eines dezentralen Smart Grids entwickelt.

Die höhere Komplexität, die mit diesem umfassenderen Funktionsumfang verbunden ist, führt zu einem im europäischen Vergleich späten und teuren Rollout. Deutschland hat sich entsprechend gegen einen flächendeckenden Rollout entschieden. Die aus Systemperspektive relevantesten Verbraucher, insbesondere jene, bei denen flexible Anlagen vorhanden sind, sind Teil des Pflicht-Rollouts und müssen mit einem iMSys ausgestattet werden. Für alle anderen Verbraucher ist die Ausstattung mit einem iMSys optional und unter den aktuellen Rahmenbedingungen oftmals unwirtschaftlich.

Der Pflicht-Rollout hat seit 2024 deutlich an Dynamik gewonnen: Ende 2025 waren über 23 % der Pflichteinbaufälle mit einem iMSys ausgestattet. Über alle 56,5 Mio. Messlokationen lag die Quote jedoch bei 5,5 %.

Aktuelle politische und regulatorische Entwicklungen verändern die Rahmenbedingungen für den deutschen Smart-Meter-Rollout grundlegend:

- Die **Europäische Kommission** schlägt erstmals verbindliche Mindestquoten von 50 % Smart-Meter-Ausstattung (über alle Messlokationen) bis 2030 und 75 % bis 2033 vor. Mitgliedstaaten mit einer Rollout-Quote von unter 30 % zum Zeitpunkt des Inkrafttretens erhalten ein zusätzliches Jahr zur Erreichung der jeweiligen Zielwerte.
- Parallel hat der **Koalitionsausschuss** jüngst die Einführung eines „Smart Meter Light" für Nicht-Pflichteinbaufälle und eine Rollout-Quote von 90 % „für alle relevanten Messstellen" bis Ende 2030 angekündigt.

Damit rückt die Ausrüstung von Messlokationen außerhalb des heutigen Pflichtrollouts mit Smart Meter in den Fokus.
Aktuelle Prognosen gehen davon aus, dass 2032 etwa 27 der (zu diesem Zeitpunkt) insgesamt 63 Mio. Messlokationen Teil des Pflichtrollouts sein werden. Trotz der erwarteten weiteren Zunahme der iMSys-Einbauten würden bei einem reinen Pflichtrollout weiterhin große Teile der deutschen Messlokationen vom Smart-Meter-Rollout ausgeschlossen bleiben. EU-Quoten

werden mit hoher Wahrscheinlichkeit nur durch die zusätzliche Ausrüstung optionaler Einbaufälle erfüllt.

Auch für diese Einbaufälle würde die Ausstattung mit einem Smart Meter sowohl aus Systemperspektive als auch für individuelle Verbraucher einen Mehrwert bieten. Sie ermöglicht die Umsetzung zeitvariabler oder dynamischer Tarife, eine höhere Transparenz über den Verbrauch, sowie Prozessoptimierungen und -Automatisierungen

Die wesentlichen Fragestellungen zur Zukunft des Smart Meterings in Deutschland lassen sich in zwei Leitfragen zusammenfassen:

- **Wie kann die Effizienz beim aktuellen iMSys-Rollout erhöht und wie können Kosten reduziert werden?**
- **Wie kann die Digitalisierung der Messinfrastruktur über die heutigen Pflichteinbaufälle hinaus gestaltet werden und welches langfristige Zielbild möchte Deutschland verfolgen?**

Zur Beantwortung dieser Fragen haben wir gemeinsam mit Akteuren entlang der Smart-Meter-Wertschöpfungskette relevante Herausforderungen und Lösungsmaßnahmen zur Beschleunigung des deutschen Smart-Meter-Rollouts sowie Optionen für eine umfassende Digitalisierung der Messinfrastruktur erarbeitet.

Zur Beschleunigung und Erweiterung des deutschen Smart-Meter-Rollouts wurden insgesamt 21 Maßnahmen identifiziert und nach Adressatenkreis, Relevanz, Impact und Dringlichkeit eingeordnet.

Im Folgenden werden die wichtigsten Maßnahmen zur Beschleunigung des aktuellen Pflicht-Rollouts zusammengefasst:

Tabelle 1: Überblick der wichtigsten Maßnahmen zur Beschleunigung des iMSys-Rollouts

	Maßnahmen	Beschreibung
1	**Klares politisches Zielbild für den weiteren Rollout**	Ein klares Zielbild ist für die kosteneffiziente Planung von Investitionen, insbesondere in Kommunikationsinfrastruktur, notwendig. Falls erforderlich, sind die Definition von Pflichteinbaufällen nach § 29 MsbG, sowie die Quoten nach § 45 MsbG frühzeitig und transparent zu kommunizieren. Häufige, kurzfristige Anpassungen sollten vermieden werden.
2	**Flexibilität bei Priorisierung der Pflichteinbaufälle oder klare Quoten bezogen auf den Bestand**	Die Rolloutquoten sollten sich durchgängig auf den gesamten Bestand der Pflichteinbaufälle beziehen und nicht auf die in einzelnen Jahren neu hinzukommenden Fälle. Darüber hinaus sollte MSB mehr Flexibilität bei der Quotenerfüllung eingeräumt werden, wenn Infrastrukturinvestitionen – beispielsweise in Kommunikationsnetze – bereits nachweislich geplant oder begonnen wurden.
3	**Vorausschauende, ganzheitliche Planung des Rollouts durch MSB**	MSB sollten den Rollout frühzeitig und ganzheitlich mit Blick auf das Zielbild einer hohen Ausstattungsquote planen. Durch die Bündelung von Installationen sowie frühzeitige Einbauten bei voraussichtlich zukünftigen Pflichteinbaufällen können Effizienzpotenziale genutzt und die Gesamtkosten des Rollouts reduziert werden.
4	**Bildung von TAF2 und TAF6 Werten im MSB-Backend zulassen**	Da iMSys standardmäßig mit TAF7-Daten bilanziert werden, könnten MSBs diese TAF7-Daten auch zur Bildung aggregierter TAF nutzen. Die Option würde den Aufwand bei der iMSys-Konfiguration und der Ersatzwertbildung für MSBs deutlich reduzieren und wäre niederschwellig.
5	**Standardisierung von Schnittstellen und unabhängigen Test- und Zertifizierungsumgebungen**	Die fehlende Standardisierung und Interoperabilität von GWA- und ERP-Systemen führt heute zu erheblichen Integrationsaufwänden. Die offene Dokumentation von Schnittstellen sowie unabhängige Test-, Zertifizierungs- und Standardisierungsverfahren würden die Effizienz des iMSys-Rollouts erhöhen und die kosteneffiziente Skalierung der Infrastruktur unterstützen.
6	**Kooperationen zwischen gMSB und wMSB**	wMSB verfügen über umfangreiche Erfahrungen im iMSys-Rollout. Durch die explizite Ermöglichung von Kooperationen zwischen gMSB und wMSB könnten Synergien genutzt, Rolloutkapazitäten erweitert und insbesondere kleinere gMSB bei der Erfüllung ihrer Quoten unterstützt werden. Denkbar wäre zudem eine Verpflichtung zur Beauftragung eines anderen MSB bei anhaltender Nichterfüllung der Rolloutvorgaben.
7	**Klare Anlaufstelle beim Messstellenbetreiber**	Eine klar definierte Anlaufstelle beim MSB sowie eine transparente Kommunikation vor, während und nach dem Einbau stärken die Akzeptanz von iMSys, schaffen klare Verantwortlichkeiten und unterstützen eine schnelle Störungsbehebung. Ergänzende Nachkontrollen zur Funktionalität und Kund:innenzufriedenheit sollten als Qualitätsstandard etabliert werden.
8	**Vereinfachter Zugang zu den eigenen Verbrauchsdaten**	Der Zugang zu Verbrauchsdaten sollte durch digitale, standardisierte und einfache Freigabeprozesse erleichtert werden. Ergänzend sollten ESA, Lieferanten und MSB nutzerfreundliche und kostenfreie Visualisierungslösungen bereitstellen, um die Mehrwerte von iMSys für Kund:innen unmittelbar erlebbar zu machen.

Diese acht Maßnahmen sind zur Effizienzsteigerung im Pflicht-Rollout notwendig, werden aber voraussichtlich nicht ausreichen, um mit dem aktuellen Rechtsrahmen und den aktuellen Pflichten und Anreizmechanismen einen flächendeckenden Rollout zu erreichen, bzw. die geplanten EU-Quoten zu erfüllen.
Zur flächendeckenden Digitalisierung über die Pflichteinbaufälle hinaus steht der Gesetzgeber daher vor einer grundlegenden Entscheidung, die zeitnah getroffen werden sollte.

Soll die Erfüllung der Quoten mit dem iMSys erfolgen, **müssen die Pflichteinbaufälle voraussichtlich erweitert werden. Dabei sollte das Potenzial von 1:n-Anbindungen genutzt und Mehrparteienhäuser gezielt in den Pflichtrollout aufgenommen werden**. Zwei Voraussetzungen sind dafür jedoch erforderlich. Einerseits müssten Systeme und Prozesse für 1:n-Ansätze ertüchtigt sowie ihre Effizienz und Robustheit maßgeblich verbessert werden, um einen wirtschaftlichen Rollout innerhalb der Preisobergrenzen für optionale Einbaufälle zu ermöglichen. Andererseits wäre zu prüfen, ob die bestehenden Preisobergrenzen und insbesondere die durch den VNB getragenen Kosten auch bei einem flächendeckenden Rollout volkswirtschaftlich angemessen sind.

Alternativ kann die angestrebte Digitalisierung über einen zweistufigen Ansatz erreicht werden. Dabei würden Pflichteinbaufälle (nach aktueller Definition) weiterhin mit iMSys ausgestattet werden, während für die übrigen Messlokationen kostengünstigere Smart Meter, mit reduzierten Funktionsumfang und reduzierter Komplexität zum Einsatz kommen. Die Digitalisierung der Messinfrastruktur würde damit auf zwei komplementäre Technologien aufbauen: dem iMSys überall dort, wo dessen Funktionsumfang einen nachweisbaren Mehrwert für Netzbetrieb, Marktintegration und Flexibilitätsnutzung bietet, und einen einfacheren Smart Meter für alle anderen Kund:innen. Voraussetzung für diesen Pfad ist, dass diese Alternativlösung aufgrund ihres reduzierten Funktionsumfangs tatsächlich günstiger als ein iMSys ist. Die entsprechende Bewertung sollte dabei die gesamten Lebenszykluskosten berücksichtigen. Neben Investitionen in Kommunikationsinfrastruktur und Zähler sollten auch Kosten für Betriebsprozesse, Marktintegration und gegebenenfalls später anfallende Migrationskosten berücksichtigt werden. Außerdem setzt die Erfüllung der geplanten EU-Quoten mit diesem Pfad voraus, dass zeitnah der regulatorische Rahmen angepasst wird und Geräte ausgerollt werden.

Der skizzierte Zukunftspfad macht deutlich, dass die zentrale Herausforderung der kommenden Jahre nicht nur im erfolgreichen Abschluss des heutigen Pflichtrollouts liegt. Die strategische Aufgabe besteht darin, ein Zielbild für die Digitalisierung der vielen Messlokationen zu entwickeln, die auch langfristig nicht unter die bestehenden Pflichteinbaufälle fallen. Auf den geschaffenen Grundlagen des iMSys-Rollouts aufbauend muss daher zeitnah entschieden werden, wie ein (quasi)-flächendeckender Smart-Meter-Rollout in Deutschland effizient, wirtschaftlich und dauerhaft skalierbar umgesetzt werden soll.

Inhaltsverzeichnis

Impressum 3

Executive Summary 4

1. Einleitung 9

1.1 Motivation und Zielsetzung 9

1.2 Europäische Mindestquoten verändern Rollout-Rahmen in Deutschland grundlegend 10

1.3 Strukturiertes Vorgehen zur Erstellung des Zukunftspfad Smart Meter 11

2 Kund:innen-Perspektive: Erfolgsfaktor Akzeptanz im iMSys-Rollout 14

2.1 Nutzenverständnis 14

2.2 Customer Journey iMSys-Einbau 15

2.3 Customer Journey iMSys-Nutzung 16

2.4 Einbau auf Kundenwunsch 17

3 Beschleunigung des iMSys-Rollouts 19

3.1 Investitionen in Kommunikations-infrastrukturen 19

3.2 Fokussierte Nutzung der TAF 22

3.2.1 TAF7 als zentrale Datenbasis 22

3.2.2 Bedarfsorientierter Einsatz von TAF10 für Netzzustandsdaten 23

3.3 Integration in MSB-Systeme und operative Skalierung 24

3.4 Finanzierung und Wirtschaftlichkeit 26

4 iMSys-Rollout im Mehrparteienhaus – 1:n Anbindung an das SMGW 28

4.1 Fragen der Wirtschaftlichkeit bei optionalen Einbaufällen 28

4.2 Interoperabilität zwischen Bestands-mME und SMGW 29

4.3 Technische Anbindung und Kommunikation mME – SMGW 30

4.4 Abbildung von 1:n Anbindungen in GWA- und ERP-Systemen 31

5 Über den Pflichtrollout hinaus: Argumente und Maßnahmen für eine flächendeckende Digitalisierung 32

5.1 Vollständige Digitalisierung der Messinfrastruktur? 32

5.1.1 Systemperspektive – Flexibilitäten heben und Innovation fördern 32

5.1.2 Perspektive der Netzbetreiber 33

5.1.3 Perspektive der Messstellenbetreiber 33

5.1.4 Perspektive der Stromlieferanten 33

5.1.5 Perspektive von Bürger:innen und Kund:innen 34

5.1.6 Fazit 34

5.2 Anforderungen an ein Smart Meter zur Digitalisierung optionaler Einbaufälle 35
5.2.1 Anforderungen der EU an Smart Meter 35
5.2.2 Anforderungen aus dem deutschen Rahmen 35
5.2.3 Mögliche Vereinfachungen im Vergleich zu iMSys-Pflichteinbaufällen 36
5.2.4 Fazit – Anforderungen an ein Smart Meter für derzeitig optionale Einbaufälle 36
5.2.5 Optionen und Maßnahmen zur Digitalisierung optionaler Einbaufälle 37
5.2.6 Pfad A: Ausweitung des iMSys-Rollouts 37
5.2.7 Pfad B: Einführung von Alternativen zum iMSys für optionale Einbaufälle 39
5.3 Fazit zur flächendeckenden Digitalisierung optionaler Einbaufälle 41

6 Fazit 43

7 Kommentare beteiligter Partner 45

Literaturverzeichnis 55

1. Einleitung

Vor dem Hintergrund bestehender Herausforderungen und Handlungsbedarfe im Smart-Meter-Rollout wird nachfolgend die Motivation und Zielsetzung des Vorhabens erläutert und dieses in die aktuelle Diskussion in Deutschland eingeordnet. Ergänzend werden der aktuelle Stand des Rollouts, das methodische Vorgehen und die zentralen Arbeitsschritte dargestellt.

1.1 Motivation und Zielsetzung

Die Digitalisierung des Energiesystems in Deutschland erfordert eine leistungsfähige und zukunftsfähige Messinfrastruktur. Das **intelligente Messsystem (iMSys), bestehend aus moderner Messeinrichtung (mME) und Smart Meter Gateway (SMGW)**, übernimmt dabei eine zentrale Rolle: Es dient nicht nur der präzisen Erfassung von Messwerten, sondern bildet auch eine wesentliche Grundlage für die Integration und Steuerung von dezentralen Erzeugungsanlagen und flexiblen Verbrauchsanlagen im Stromsystem. Damit ist das iMSys ein zentraler Baustein für die Umsetzung der Energiewende.

Im **europäischen Vergleich** zeigt sich, dass der Rollout in Deutschland spät erfolgt und mit hohen technischen sowie regulatorischen Anforderungen verbunden ist. Während andere EU-Mitgliedstaaten weitgehend flächendeckende Rollouts – mit meist weniger komplexer Technik, die weniger Funktionalität bietet – umsetzen, verfolgt Deutschland einen stärker priorisierten Ansatz (De Paola, 2024) (FfE, 2023). Der Fokus liegt zunächst auf sogenannten Pflichteinbaufällen – insbesondere bei Letztverbrauchern mit hohem Energieverbrauch, bei Anlagen mit erneuerbarer Erzeugung sowie bei flexiblen Lasten (steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, steuVE).

Außerhalb dieser priorisierten Pflichteinbaufälle fehlt bislang eine klare, konsistente Vision für die weitere Digitalisierung und Automatisierung des Messwesens. Insbesondere bei kleineren Verbrauchern ist die Wirtschaftlichkeit des iMSys – sowohl aus individueller als auch aus volkswirtschaftlicher Perspektive – unklar. Vor diesem Hintergrund werden Forderungen nach kostengünstigeren Alternativen laut, um eine breitere Digitalisierung schnell und günstig zu ermöglichen. Diese Forderungen haben im Juli 2026 ihren Weg in den Koalitionsausschuss der Bundesregierung gefunden, in dem die Einführung eines „Smart Meter Lights“[1] für optionale Einbaufälle angekündigt wird (Koalitionsausschuss der Bundesregierung, 2026). Gleichzeitig stehen beteiligte Akteure wie Messstellenbetreiber (MSB), Netzbetreiber und Dienstleister vor praktischen Herausforderungen bei der Umsetzung des Pflicht-Rollouts, was den Handlungsbedarf zur Effizienzsteigerung und Beschleunigung unterstreicht.

Vor diesem Hintergrund zielt das Vorhaben darauf ab, einen **strukturierten und lösungsorientierten Beitrag zur Weiterentwicklung des Smart-Meter-Rollouts in Deutschland** zu leisten. Ziel ist es dabei, die **wirtschaftlichste(n) Lösung(en) zur Erfüllung gegenwärtiger und zukünftiger Anforderungen** zu identifizieren. Ein zentrales Anliegen ist es, die unterschiedlichen Perspektiven der beteiligten Stakeholder zusammenzuführen und den Diskurs auf eine gemeinsame, lösungsorientierte Basis zu stellen.

Das Vorhaben verfolgt ausdrücklich **keinen grundsätzlichen Diskurs über die Notwendigkeit des Pflicht-Rollouts von iMSys**.
Vielmehr steht die Identifikation konkreter, umsetzbarer Maßnahmen im Vordergrund, die zur Beschleunigung des iMSys-Rollouts sowie zur übergeordneten Digitalisierung des Energiesystems – also auch jenseits der Pflichteinbaufälle - beitragen können. Im Fokus sind dabei auch die Hebung von Synergien, die mögliche Reduktion systemischer Kosten und die Entwicklung einer **langfristigen, tragfähigen Zielvision für das Smart Metering in Deutschland**.

[1] Der Begriff „Smart Meter Light“ wird derzeit in Politik und Branche unterschiedlich verwendet und ist bislang weder technisch noch regulatorisch eindeutig definiert.

Im Rahmen interaktiver Konsultationen wurden Fragestellungen – insbesondere zur Ausgestaltung freiwilliger und verpflichtender Einbaufälle – systematisch diskutiert und strukturiert. Ziel ist, die Debatte zu versachlichen, Transparenz zu schaffen und mögliche Entwicklungspfade gemeinsam zu bewerten. Die gewonnenen Erkenntnisse werden objektiv analysiert und zentrale Hürden und Risiken identifiziert sowie Chancen und Handlungsräume aufgezeigt. Darauf aufbauend werden, wo möglich, konsensfähige Lösungsansätze und konkrete Maßnahmen entwickelt, und noch offene Fragen, die die Branche beantworten sollte, systematisch und strukturiert aufgezeigt.

1.2 Europäische Mindestquoten verändern Rollout-Rahmen in Deutschland grundlegend

Im jüngst veröffentlichten Entwurf der Europäischen Kommission zur Änderung der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie (EBM-RL) wird erstmals eine verbindliche Mindestquote vorgeschlagen. Demnach sollen

- bis zum 31. Dezember 2030 mindestens 50 %
- und bis zum 31. Dezember 2033 mindestens 75 % der Letztverbraucher:innen

mit Smart Metern ausgestattet sein. Mitgliedstaaten mit einer Rollout-Quote von unter 30 % zum Zeitpunkt des Inkrafttretens erhalten ein zusätzliches Jahr zur Erreichung der jeweiligen Zielwerte.
Gleichzeitig sollen Kosten-Nutzen-Analysen (KNA) künftig nur noch für einen Rollout oberhalb der 75 %-Schwelle Anwendung finden können. Damit wird ein breiter Mindestrollout zur regulatorischen Grundlage (EU Commission, 2026). Dieser Entwurf ist eine grundlegende Änderung der Anforderungen an Mitgliedstaaten. Zuvor galt eine Mindestquote von 80 %, wobei Mitgliedsstaaten, bei denen die KNA negativ ausfiel, nicht an diese Quote gebunden waren und ihren Rollout frei gestalten durften.

Der deutsche Rollout verfolgt einen selektiven Ansatz. Prägend war hierbei die Kosten-Nutzen-Analyse von Ernst & Young aus dem Jahr 2013, die einen flächendeckenden Rollout als volkswirtschaftlich nicht sinnvoll einordnete und stattdessen einen abgestuften Ausbau mit Fokus auf verbrauchs- und systemrelevante Kundengruppen empfahl (Ernst & Young GmbH, 2013). Dieses Ergebnis wurde in jeder neuen KNA, etwa im BMWK-Digitalisierungsbericht 2024, bestätigt. Dieser weist für Einbau und Betrieb eines iMSys Kosten von rund 80–155 € netto pro Jahr aus und identifiziert eine **strukturelle Unterdeckung gegenüber den regulierten Erlösen** (BMWE, 2024)**.**

Diese negative Kosten-Nutzen-Bilanz eines Full-Rollouts ist auch auf die hohen technischen Anforderungen des deutschen iMSys zurückzuführen. Diese gehen deutlich über die in Artikel 20 der EBM-RL definierten **EU-Mindestanforderungen an Smart Meter und Smart-Meter-Infrastrukturen hinaus**. Damit verbunden sind komplexere Installationsprozesse, höhere Anforderungen an die Backend-Integration, die Gateway-Administration sowie den laufenden Betrieb. Ausschlaggebende Funktionalitäten, die das deutsche iMSys von vielen anderen europäischen Smart-Meter-Systemen unterscheiden, sind insbesondere:

- **Sehr hohes Datenschutz-Niveau**: Das Messsystem sollte zeitlich aufgelöste Messwerte bereits vor Ort so verarbeiten, dass aus den übermittelten Werten kein Rückschluss auf die persönliche Lebensgestaltung möglich ist. Daraus entstand die Logik der Tarifierung mittels sogenannter Tarifanwendungsfälle (TAF). Ursprünglich geplant waren 13 TAF. Darüber hinaus sollten die somit vor Ort kumulierten Werte Ende-zu-Ende verschlüsselt nur dem jeweils Berechtigten zugestellt werden (sog. sternförmige Kommunikation).
- **Bidirektionale Kommunikation**: Für die Konfiguration der 13 TAF ist eine leistungsfähige und somit aufwändige bidirektionale Kommunikation nötig. Zudem führt das geforderte hohe Schutzniveau zu teurer Hardware und hohen Entwicklungskosten. Zusätzlich zur Übermittlung von Messwerten aus der Liegenschaft wurde außerdem für Smart-Grid-Anwendungen ein sicherer Kanal geschaffen, um Daten und Steuerbefehle an lokale Systeme zu schicken – sog. Controllable Local Systems (CLS).
- **Mehrsparten-Gateway und 1:n-Funktionalität:** In den meisten anderen europäischen Ländern erfolgen Messung und Kommunikation innerhalb eines kombinierten Gerätes. In Deutschland ist das SMGW für die Tarifierung und Kommunikation der Messwerte aus digitalen Zählern verantwortlich. Eine Anforderung besteht darin, dass ein SMGW mit mehreren digitalen Zählern verbunden werden kann, auch über verschiedene Sparten hinweg. Damit sollen Skalierungspotenziale eröffnet und die Kosten eines SMGW insbesondere im Mehrparteienhaus pro digitalisiertem Zählpunkt reduziert werden – allerdings steigt somit auch die Komplexität der iMSys-Infrastruktur.

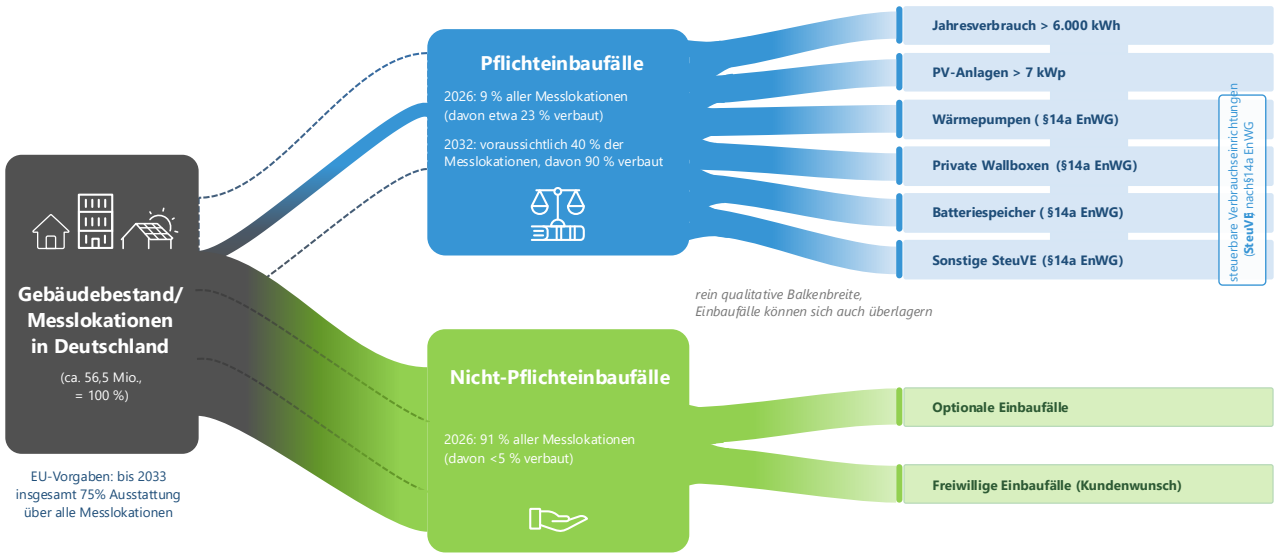

Abbildung 1: Schematische Unterscheidung Pflicht- und Nicht-Pflichteinbaufälle in Deutschland

Der deutsche selektive Ansatz ist im Messstellenbetriebsgesetz verankert, das Pflichteinbaufälle für Haushalte über 6.000 kWh Jahresverbrauch, Erzeugungsanlagen über 7 kW sowie steuerbare Verbrauchseinrichtungen (steuVE) nach § 14a EnWG definiert und das iMSys als Standardlösung verankert. **Kund:innen außerhalb dieser Gruppen (Nicht-Pflichteinbaufälle) werden bislang nur begrenzt adressiert**, sodass ein Großteil dieser Messlokationen weiterhin nicht in den systematischen Hochlauf einbezogen ist. Hintergrund ist insbesondere, dass die **gesetzlich festgelegten Preisobergrenzen** für den iMSys-Betrieb an dem Jahresverbrauch am Netzanschlusspunkt gekoppelt sind. Dadurch ist der Betrieb – wie auch von den KNA vorhergesehen – in der Regel nur bei Pflichteinbaufällen wirtschaftlich. Abbildung 1 veranschaulicht die Unterscheidung zwischen Pflichteinbaufällen und Nicht-Pflichteinbaufällen in Deutschland sowie die entsprechende anteilige Aufteilung gemäß aktueller deutscher respektive europäischer Regulatorik.

Für Deutschland ergäbe sich aus der geplanten Reform der EBM-RL entsprechend Handlungsbedarf. Zum Stichtag 31. Dezember 2025 lag die Ausstattung mit iMSys über alle Messlokationen hinweg bei rund 5,5 %, während in den quotenrelevanten Pflichteinbaufällen (ca. 9 % aller Messlokationen) eine Quote von 23,3 % erreicht wurde (Bundesnetzagentur, 2025).

Die erste nationale Zielmarke ist damit erfüllt, und der iMSys-Rollout nimmt seit 2024 eindeutig an Dynamik auf. Er bleibt jedoch insgesamt deutlich unter den im EU-Kontext vorgesehenen Zielwerten (Bundesnetzagentur, 2025) (BMWE, 2024).

Selbst bei vollständiger Ausschöpfung der heutigen Pflichtsegmente und unter Einbezug der plausiblen Erwartung, dass zukünftig mehr und mehr Messlokationen aufgrund des Zubaus von PV-Anlagen und steuVE als Pflichteinbaufall gelten werden, bleibt der Rollout mittelfristig auf einen vergleichsweise engen Teil der Messlokationen beschränkt**. Aktuelle Prognosen zur Entwicklung von Pflichteinbaufällen und iMSys-Installationen deuten darauf hin, dass bis zum Jahr 2032 etwa 27 Mio. der insgesamt rund 63 Mio. Messlokationen mit einem iMSys ausgestattet sein werden** (BMWE, 2024)**.**

Eine Ausweitung des Rollouts auf bislang nicht adressierte Bereiche, insbesondere außerhalb der heutigen Pflichtgruppen, kann daher erforderlich werden, um eine breitere Marktdurchdringung zu erreichen und den angedachten regulatorischen Anforderungen der EU perspektivisch gerecht zu werden. Gleichzeitig bestehen erhebliche Unterschiede zwischen den Messstellenbetreibern hinsichtlich Rolloutgeschwindigkeit und Marktdurchdringung – auch was die Erfüllung ihrer Pflichteinbauten betrifft.

1.3 Strukturiertes Vorgehen zur Erstellung des Zukunftspfad Smart Meter

Projektkonsortium

Das Konsortium vereint Akteure entlang der gesamten Wertschöpfungskette des Smart-Meterings – von Energieversorgern (EVUs), Netzbetreibern und MSBs über Technologie- und Lösungsanbieter bis hin zu Verbraucherschutzorganisationen (siehe Abbildung 3). Diese Breite stellt sicher, dass technische,

regulatorische, wirtschaftliche und kund:innenzentrierte Perspektiven gleichwertig berücksichtigt und verzerrte Einzellösungen vermieden werden.

Arbeitsstruktur und thematische Schwerpunkte

Die inhaltliche Erarbeitung erfolgte in vier thematisch abgegrenzten Arbeitsgruppen. Diese Struktur wurde so gewählt, dass sowohl technische, regulatorische und wirtschaftliche Fragestellungen als auch die Perspektive der Kund:innen umfassend abgebildet werden. Gleichzeitig ermöglicht die Aufteilung eine fokussierte Bearbeitung zentraler Engpassbereiche des Smart-Meter-Rollouts. Abbildung 2 zeigt die inhaltliche Gliederung in die jeweiligen Arbeitsgruppen und deren Schwerpunkte.

Vorgehen

Ausgangspunkt bildete die strukturierte Erhebung **zentraler Herausforderungen** innerhalb der vier Arbeitsgruppen – Nutzer:innenperspektive, iMSys-Rollout, Mehrparteienhäuser (1:n) sowie optionale Einbaufälle. Dabei wurden sowohl operative Erfahrungen der beteiligten Akteure als auch regulatorische, technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen berücksichtigt.

Auf dieser Grundlage wurden in einem nächsten Schritt innerhalb der Arbeitsgruppen **Lösungsräume** besprochen und **konkrete Maßnahmen** entwickelt. Ziel ist, umsetzbare und praxisnahe Lösungen zu identifizieren, die entlang klarer Verantwortlichkeiten zugeordnet werden können – insbesondere mit Blick auf Gesetzgeber, Regulierung, Messstellenbetreiber und weitere Marktakteure.

Die Ergebnisse der einzelnen Arbeitsgruppen wurden anschließend konsolidiert, miteinander abgeglichen und in eine übergeordnete Struktur überführt. Dabei wurde bewusst darauf geachtet, Wechselwirkungen zwischen den Themenfeldern sichtbar zu machen und isolierte Einzelmaßnahmen zu vermeiden.

Der daraus entstandene Bericht ist in 4 zentrale Kapitel gegliedert:

Kap. 2. Kund:innen-Perspektive: Erfolgsfaktor Akzeptanz im iMSys-Rollout
Kap. 3. Beschleunigung des iMSys-Rollouts
Kap. 4. iMSys-Rollout im Mehrparteienhaus –1:n-Anbindung an das SMGW
Kap. 5. Über den Pflicht-Rollout hinaus: Argumente und Maßnahmen für eine flächendeckende Digitalisierung

Kapitel 2-4 folgen einer einheitlichen Struktur: Zunächst wird der Status quo, bestehend aus wesentlichen Herausforderungen und laufenden Entwicklungen, dargestellt. Darauf aufbauend wird der diskutierte Lösungsraum beschrieben und konkrete Maßnahmen unter Nennung der jeweils verantwortlichen Akteure dargestellt.

Arbeitsstruktur und inhaltliche Schwerpunkte

Arbeitsgruppe 1 Nutzer:innenperspektive	Arbeitsgruppe 2 iMSys-Rollout	Arbeitsgruppe 3 Rollout in Mehrparteienhäusern	Arbeitsgruppe 4 Optionale Einbaufälle
• Fokus auf die Kund:innenperspektive als zentralen Erfolgsfaktor des Rollouts • Im Mittelpunkt: Akzeptanz, Transparenz, Customer Journey sowie Fragen der Nutzung und des wahrgenommenen Mehrwerts von iMSys.	• Analyse des Status quo des iMSys-Rollouts • Identifikation operativer, regulatorischer und wirtschaftlicher Herausforderungen • Ableitung konkreter Maßnahmen zur Beschleunigung und Effizienzsteigerung.	• Spezifische Herausforderungen im Mehrparteienhaus, insb. Skalierbarkeit, Einbaukosten und physische Restriktionen • Identifikation von Maßnahmen zur Skalierung von 1:n-Ansätzen und Bewertung ihres Beitrags zur Effizienzsteigerung im Rollout.	• Betrachtung von Optionen zur energiewirtschaftlichen Digitalisierung außerhalb der heutigen Pflichteinbaufälle • Entwicklung eines konzeptionellen Zielbilds für eine standardisierte, kosteneffiziente und iMSys-kompatible Basislösung als Ergänzung zum bestehenden Pflicht-Rollout.

Abbildung 2: Inhaltliche Gliederung der Arbeitsgruppen und die jeweiligen Schwerpunkte

Maßnahmen werden zur besseren Sichtbarkeit in blauen Boxen kurz beschrieben und anhand von drei Kriterien qualitativ eingeordnet:

Relevanz: *Auswirkung ("Impact") der Maßnahme auf die erfolgreiche, flächendeckende Digitalisierung Dimensionen: Planungssicherheit, Vereinfachung Installation, Vereinfachung Betrieb, Wirtschaftlichkeit optionaler Einbaufälle*

- Mittel (unterstützt die Digitalisierung, ist aber nicht entscheidend für einen erfolgreichen Rollout)
- Hoch (leistet einen wesentlichen Beitrag zur erfolgreichen Digitalisierung)
- Sehr hoch (kritischer Erfolgsfaktor zur erfolgreichen Digitalisierung)

Aufwand: *Aufwendungen zur Umsetzung der Maßnahme (Zeit, Kosten, Sonstiges)*

- Hoch (die Maßnahme ist nur mit hohem Aufwand umsetzbar)
- Mittel (die Maßnahme ist mit mittlerem Aufwand umsetzbar)
- Gering (die Maßnahme ist mit geringem Aufwand umsetzbar)

Dringlichkeit: *Geschwindigkeit, mit der die Maßnahme vorangetrieben werden sollte, um die bestmögliche Wirkung zu entfalten*

- Mittel (die Umsetzung der Maßnahme ist sinnvoll, aber nicht unmittelbar/ direkt erforderlich)
- Hoch (die Maßnahme sollte zeitnah adressiert werden)
- Sehr hoch (die Maßnahme sollte so schnell wie möglich angegangen/ priorisiert werden)

Ergänzend wird transparent gemacht, welche Akteure aus dem Konsortium an der Erarbeitung der jeweiligen Inhalte beteiligt waren. Kapitel 5 folgt einem ähnlichen Aufbau. Hier werden zunächst unterschiedliche Perspektiven auf einen flächendeckenden Rollout beleuchtet. Darauf aufbauend werden die zwei relevanten Optionen („Pfade") zur Umsetzung einer flächendeckenden Digitalisierung im Detail beschrieben – inkl. konkreter Maßnahmen.

Kapitel 6 bietet ein Fazit zur den hier vorgestellten Diskussionen und einen tabellarischen Überblick der identifizierten Maßnahmen.

Wichtiger Hinweis: die in diesem Dokument verfügbaren Inhalte sind eine Synthese der geführten Diskussionen, die von der FfE verfasst wurde. Einzelne Unternehmen können, selbst wenn sie an den Diskussionen beteiligt waren, teilweise auch andere Meinungen vertreten. Im Kapitel 7 sind Einordnungen der Inhalte durch einzelne Unternehmen zu finden, die individuelle Meinungen und Positionen darstellen, und das Dokument mit weiteren Argumenten bereichern.

Abbildung 3: Überblick der Projektpartner und ihrer Teilnahme an den hier dargestellten Diskussion

2 Kund:innen-Perspektive: Erfolgsfaktor Akzeptanz im iMSys-Rollout

Beteiligte Partner:
metiundo, PeerMetering, Tibber, Verbraucherzentrale (Bayern und NRW),

Die erfolgreiche Umsetzung des iMSys-Rollouts hängt nicht nur von technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen ab, sondern auch von der Akzeptanz und aktiven Mitwirkung der Kund:innen. Deren Perspektive ist bislang nur eingeschränkt berücksichtigt: Kommunikation, Prozesse und Systemausgestaltung orientieren sich häufig an technischen Anforderungen, Marktrollen und systemischen Mehrwerten, während Kundennutzen, verständliche Abläufe und eine konsistente Kund:innen-Ansprache vielerorts fehlen. Aus Kund:innen- und Lieferantensicht sollte sich der Erfolg des Rollouts nicht allein an erreichten Einbauquoten bemessen, sondern vor allem daran, ob die mit dem iMSys verbundenen Mehrwerte tatsächlich genutzt werden können – etwa Verbrauchstransparenz, dynamische Tarife oder die Teilnahme an innovativen Verbrauchsmodellen.

Die Diskrepanz zwischen den Fortschritten bei den Pflichteinbaufällen und der deutlich geringeren Verfügbarkeit von iMSys über alle Messlokationen hinweg verdeutlicht, dass einem Großteil der Haushalte der Zugang zu diesen Anwendungen heute faktisch noch nicht offensteht. Vor diesem Hintergrund beleuchtet das folgende Kapitel zentrale Herausforderungen entlang der Customer Journey – vom wahrgenommenen Nutzen über den Einbau bis hin zum laufenden Betrieb – und zeigt Ansatzpunkte auf, wie das iMSys stärker aus Kund:innenperspektive gedacht und gestaltet werden kann.

2.1 Nutzenverständnis

Herausforderungen

Die Kommunikation der iMSys-Infrastruktur ist in ihrer Ausgestaltung stark durch technische, regulatorische und prozessuale Anforderungen geprägt. Die Perspektive der Kund:innen tritt dadurch bislang häufig in den Hintergrund. Im öffentlichen Diskurs dominieren Rollout-Verzögerungen, technische Komplexität und gesetzliche Pflichten sowie, auf der positiven Seite, systemische Mehrwerte des iMSys-Rollouts. Konkrete Mehrwerte für Kund:innen werden hingegen nur begrenzt sichtbar.

Der Einbau wird daher häufig eher mit zusätzlichem Aufwand, Kosten, Datenschutzfragen oder Unsicherheiten als mit konkreten Vorteilen verbunden. In der Folge bleibt vielen Kund:innen unklar, welchen praktischen Nutzen ein iMSys für sie persönlich hat. Dies wirkt sich negativ auf Akzeptanz und Mitwirkungsbereitschaft aus und kann zu vielen Rückfragen, Beschwerden sowie Verzögerungen bei Terminabsprachen und Vor-Ort-Terminen führen. Zwar bestehen grundsätzlich relevante Nutzenargumente, etwa Verbrauchstransparenz, Zugang zu dynamischen Tarifen oder die bessere Integration von steuVE. Diese werden jedoch häufig zu technisch, zu abstrakt oder zu wenig zielgruppenspezifisch kommuniziert. Insbesondere Kund:innen ohne unmittelbar erkennbaren Anwendungsfall nehmen das iMSys daher kaum als Mehrwert wahr.

Lösungsraum

Der Nutzen des iMSys sollte stärker aus Kund:innenperspektive vermittelt werden. Dabei sollte nicht allein die gesetzliche Einbaupflicht im Vordergrund stehen, sondern die Rolle des iMSys als Grundlage für Verbrauchstransparenz, neue Tarifmodelle und die Teilnahme an einer digitalen Energiewelt. **Neutrale öffentliche Stellen wie BNetzA, Verbraucherzentralen, Politik und Verbände** können hierbei als glaubwürdige Multiplikatoren wirken. Sie sollten den individuellen und systemischen Nutzen des iMSys verständlich einordnen und positive Praxisbeispiele stärker zugänglich und sichtbar machen.

Auch MSB sollten ihre bestehende Kommunikationsplattform konsequenter für Kundennutzenvermittlung einsetzen (siehe auch Maßnahmen in Kapitel 2.2). Die Vorabinformation nach § 38 MsbG sowie die Terminankündigung bieten geeignete Anknüpfungspunkte, um Anlass, Ablauf, Kosten, Datenverwendung und mögliche Mehrwerte verständlich zu erklären. Die Kommunikation sollte einfach, proaktiv und kund:innenzentriert erfolgen. Fachsprache und reine Pflichtnarrative sollten zugunsten eines klaren Kundennutzennarrativs reduziert werden.

2.2 Customer Journey iMSys-Einbau

Herausforderungen

Am Einbau, der Inbetriebnahme und dem Betrieb eines iMSys sind verschiedene Akteure beteiligt, insbesondere MSB, Installationsdienstleister, Lieferanten und Netzbetreiber. **Für Kund:innen ist diese Rollenverteilung häufig nicht nachvollziehbar.** Problematisch ist, dass dabei keine klar erkennbare End-to-End-Verantwortung entlang der Customer Journey potenzieller Kund:innen und Einbaufälle besteht.

Treten Probleme auf, ist für Kund:innen oft unklar, an wen sie sich wenden sollen. Auswirkungen werden dabei häufig zunächst beim Lieferanten sichtbar, etwa wenn Messwerte fehlen, Daten nicht bereitgestellt werden oder dynamische Tarife nicht wie erwartet genutzt werden können. Aus operativer Sicht zeigt sich, dass Kund:innen ihre Frustration typischerweise an den Akteur adressieren, mit dem sie unmittelbar in Kontakt stehen, unabhängig davon, wo die eigentliche Ursache liegt. Diese liegt jedoch häufig beim MSB, in der Marktkommunikation oder in vorgelagerten Prozessen. Dadurch entsteht aus Kund:innensicht der Eindruck, dass Verantwortung zwischen Akteuren weitergereicht wird, während eine klar erkennbare End-to-End-Verantwortung fehlt.

Bereits in der Einbauphase entsteht oftmals vermeidbare Verunsicherung von Kund:innen. Vor dem Einbau fehlen zum Beispiel des Öfteren klare Informationen zu Zeitpunkt, Ablauf, technischen Voraussetzungen und eigenen Mitwirkungspflichten. Bei der Terminierung werden etwa mangelnde Flexibilität und unzureichende Verlässlichkeit als problematisch wahrgenommen. Der Einbau selbst wird insbesondere dann negativ bewertet, wenn angekündigte Abläufe nicht eingehalten werden oder Folgeprozesse unklar bleiben. Besonders kritisch ist die Phase unmittelbar nach dem Einbau. Hier entscheidet sich, ob Kund:innen das iMSys als funktionsfähig und nützlich wahrnehmen. Wenn Datenübertragung, Marktkommunikation, Zählerwechselmeldung oder die Nutzung nachgelagerter Anwendungen aber nicht funktionieren, entsteht unmittelbar Frustration. Dies kann die Akzeptanz des iMSys nachhaltig beeinträchtigen.

Auch im laufenden Betrieb bestehen Serviceprobleme. Fehlende Ansprechpartner, geringe Erreichbarkeit und unklare Zuständigkeiten führen dazu, dass Kund:innen bei Problemen mit Datenanzeige, Marktkommunikation oder Folgeanwendungen keine verlässliche Unterstützung erhalten.

Lösungsraum

Die Customer Journey sollte konsequent aus Kund:innenperspektive gestaltet werden. Der MSB sollte frühzeitig und transparent über Ablauf, Zeitplan, technische Voraussetzungen, Mitwirkungspflichten und Ansprechpartner informieren. Verzögerungen sollten aktiv kommuniziert und begründet werden, um Verlässlichkeit zu schaffen und Enttäuschungen zu vermeiden.

Maßnahme: MSB-Kund:innen-Betreuung entlang der gesamten Customer Journey
Adressat: MSB

Um Akzeptanz zu schaffen und Transparenz zu erhöhen, sollten MSB ihre Kund:innen-Betreuung optimieren.

Vor dem Einbau sollten Kund:innen einen klaren Ablaufplan erhalten. Dazu gehören verständliche Informationen zum Prozess, digitale Terminoptionen, proaktive FAQ sowie Hinweise dazu, ab wann Datenübertragung und Marktkommunikation voraussichtlich funktionieren. Abweichungen vom Zeitplan sollten frühzeitig mitgeteilt werden.

Installationsdienstleister sollten als wichtiger Kontaktpunkt in die Kund:innenkommunikation eingebunden werden. Sie sollten befähigt werden, den Einbau kurz einzuordnen, zentrale Nutzenbotschaften zu vermitteln und bei Bedarf auf weiterführende Informations- oder Zugangsangebote zu verweisen.

Nach dem Einbau sollte der MSB aktiv prüfen, ob die Umstellung erfolgreich war. Ein standardisiertes Follow-up kann helfen, Probleme frühzeitig zu erkennen. Bei Störungen sollte der MSB transparent kommunizieren, welche Ursache vorliegt, welche nächsten Schritte vorgesehen sind und welche Stelle verantwortlich ist.

Relevanz:	mittel; Planungssicherheit, Kund:innen-Zufriedenheit als hohes Gut
Aufwand:	hoch; neue/mehr Aufwände bei MSB
Dringlichkeit:	hoch; Akzeptanz heute beugt Problemen der Zukunft vor

Sinnvoll ist zudem eine **klar erkennbare, unabhängige Anlaufstelle für Kund:innen bei Fragen oder Problemen rund um den iMSys-Einbau und -Betrieb.** Aus Kund:innensicht sollten Zuständigkeiten, Kontaktwege und Eskalationsmöglichkeiten transparent und eindeutig nachvollziehbar sein.

Maßnahme: MSB-Anlaufstelle bei Störungen und Problemen
Adressat: MSB

Der MSB könnte als zentraler Ansprechpartner über die gesamte Customer Journey hinweg fungieren (siehe Maßnahme oben). Durch die Schaffung einer expliziten Anlaufstelle würde eine **klare Verantwortung für die Koordination von Anliegen** geschaffen, auch wenn einzelne Prozessschritte durch weitere Marktakteure erbracht werden.

Die Anlaufstelle sollte insbesondere **bei typischen Problemlagen unterstützen**, etwa wenn der Datenzugang nach dem Einbau nicht rechtzeitig bereitgestellt wird, sich Einbauprozesse ohne nachvollziehbare Begründung verzögern, Kosten unerwartet steigen oder technische Fehler im Betrieb auftreten.

Sie sollte **Kund:innen aktiv bei der Klärung von Zuständigkeiten unterstützen**, den Bearbeitungsstand transparent kommunizieren und eine koordinierende Funktion zwischen den beteiligten Akteuren übernehmen.

Relevanz:	hoch; Kund:innen-Zufriedenheit plus effizientere Problembehebung
Aufwand:	hoch; Anlaufstelle muss geschaffen werden
Dringlichkeit:	hoch; wichtig im laufenden Pflicht-Rollout

2.3 Customer Journey iMSys-Nutzung

Herausforderungen

Auch nach erfolgreichem Einbau bleibt der konkrete Mehrwert des iMSys für viele Kund:innen begrenzt sichtbar. Die Erwartung an einen digitalen Zähler wird häufig nicht erfüllt, wenn Verbrauchsdaten nur schwer zugänglich, wenig verständlich aufbereitet oder nicht nutzerfreundlich visualisiert werden.

Damit bleibt ein zentrales Ziel des iMSys-Rollouts untererfüllt: Kund:innen sollen durch transparente Verbrauchsdaten ihr Verbrauchsverhalten besser verstehen und Einsparpotenziale erkennen können. Der aktuell dafür geplante Prozess, über die Transparenz- und Displaysoftware TRuDI erfüllt zwar die gesetzlichen Anforderungen, ist aber in der Praxis nur für technikaffine Kund:innen eine Lösung. Außerdem bietet diese Software nur Lösungen zur Verbrauchsvisualisierung und zur Prüfung der Rechnungen, aber keine einfache Lösung zur Anbindung an ein HEMS oder weitere Mehrwertdienste.

Zudem ist für viele Kund:innen im Pflichteinbau kein unmittelbar attraktiver Anwendungsfall erkennbar, der zusätzliche Kosten oder Aufwand rechtfertigt. Anwendungen wie dynamische Tarife, Eigenverbrauchsoptimierung oder Flexibilitätsnutzung sind zwar relevant, aber nicht für alle Kund:innengruppen unmittelbar verfügbar oder verständlich. Dadurch bleibt die Nutzenwahrnehmung im Betrieb schwach.

Lösungsraum

Der Zugang zu den eigenen Verbrauchsdaten sollte deutlich vereinfacht werden. Dafür braucht es nutzerfreundliche Applikationen, Portale oder Anwendungen, die Messdaten nicht nur bereitstellen, sondern verständlich und ansprechend visualisieren. § 62 MsbG verpflichtet MSB, Kunden ihre Messdaten bereitzustellen. In der Praxis ist die Erfüllung dieser Pflicht sowie die Bedienbarkeit und Nutzerfreundlichkeit der entsprechenden Lösung jedoch noch stark vom MSB abhängig.

Neben der Visualisierung der Daten in einer App sollten Kunden auch die Möglichkeit bekommen, ihre **Daten einfach für Dritte freizuschalten** und so von beliebigen Dienstleistungen (etwa bei der Identifikation von Einsparpotenzialen) zu profitieren. Für sogenannte Energy-Service-Anbieter (ESA) ist der Zugriff auf Kundendaten auch nach Beauftragung durch den Kunden in der Praxis komplex und nicht standardisiert. Eine Vereinheitlichung und Vereinfachung des Prozesses über alle MSB würde den Kundennutzen deutlich erhöhen. Die Plattform for.Watt bietet beispielsweise eine solche Lösung. Aktuell ist die Teilnahme für ESA und MSB freiwillig, es wäre jedoch denkbar, dies als Standard zu etablieren.

Außerdem darf der MSB aktuell für die Bereitstellung von Messwerten an ein ESA ein zusätzliches Entgelt verlangen. Es könnte überlegt werden, ob die Datenbereitstellung für Dritte im Auftrag der Endkund:innen, wie auch in anderen EU-Ländern, Teil der Standardleistungen des MSB sein sollte. Ein konsequenter Schritt wäre in diesem Zusammenhang, eine standardisierte Web-API zum Austausch von Daten zwischen MSB und berechtigten Dritten, etwa auf Basis von O-Auth 2.0, wie dies in anderen Ländern umgesetzt wird[2].

[2] Siehe zum Beispiel Data Connect in Frankreich

Schließlich liegt ein zentraler Mehrwert des iMSys sowohl für Kunden als auch aus Energiesystemperspektive im **Zusammenspiel mit einem Energiemanagementsystem** (EMS), welches beispielsweise in Kombination mit einem dynamischen Stromtarif die Stromkosten für Kund:innen automatisiert minimiert. Zur Erfüllung der Optimierungsziele des EMS ist eine Anbindung an das iMSys wichtig. Die lokale Schnittstelle des iMSys bietet hochfrequente Daten in einem standardisierten Format. Die Anbindung beider Geräte ist in der Praxis jedoch nicht einfach, wobei betont werden muss, dass die Branche bereits an Standards und Lösungen arbeitet. Für Kunden, bei denen bei der iMSys-Installation bereits ein HEMS vorhanden ist, sollte die Anbindung und Konfiguration Teil der Leistung des Installateurs sein, da diese Anbindung auch zur Umsetzung der Steuerbarkeit nach § 14a EnWG notwendig ist. Umgekehrt sollten HEMS-Installateure in der Lage sein, die Anbindung an einem bereits vorhandenen iMSys einfach umzusetzen.

Maßnahme: Unkomplizierter Zugang zu den eigenen Verbrauchsdaten
Adressat: MSB

Kund:innen sollten aktuelle und historische Messwerte unkompliziert einsehen, auswerten und verstehen können. MSB sollten idealerweise selbst eine kostenlose App zur Verbrauchsvisualisierung bereitstellen, die aus Kund:innen Perspektive Teil des unmittelbar greifbaren Mehrwerts des iMSys ist. Die Darstellung sollte alltagsnah erfolgen und konkrete Erkenntnisse ermöglichen, etwa zu Verbrauchsverläufen, Einsparpotenzialen oder der Nutzung neuer Tarifmodelle.

Auch die Bereitstellung der Daten für Dritte (ESA) sollte vereinfacht werden, etwa über einen standardisierten Berechtigungsprozess oder eine standardisierte Plattform, und eventuell Teil der Standardleistungen eines MSB werden.

Relevanz:	Hoch; Zentraler Mehrwert eines Smart Meters für Kund:innen. Kund:innen-Zufriedenheit als hohes Gut
Aufwand:	mittel; Prozesse müssen etabliert werden
Dringlichkeit:	mittel; wichtig für Akzeptanz, aber nicht zeitkritisch

2.4 Einbau auf Kundenwunsch

Herausforderungen

Bei optionalen Einbaufällen und dem Einbau auf Kund:innenwunsch ist das Kosten-Nutzen-Verhältnis besonders entscheidend. Während der Pflichteinbau unabhängig von einer aktiven Entscheidung der Kund:innen erfolgt, setzt der freiwillige Einbau einen erkennbaren individuellen Mehrwert sowie eine solide Informationsgrundlage voraus. Diese sind für viele Kund:innen derzeit nicht ausreichend gegeben.

Viele wissen aktuell nicht, dass ein iMSys-Einbau aktiv vorgezogen werden kann. Gleichzeitig bestehen Unsicherheiten zu Kosten, Verfügbarkeit, technischem Aufwand und tatsächlicher Nutzbarkeit nach dem Einbau. Hohe einmalige Installationskosten sowie zusätzliche laufende Entgelte können potenzielle Einsparungen schnell aufzehren.

Kund:innen mit einer SteuVE nach § 14a EnWG profitieren neben den Ersparnissen durch dynamische Tarife auch von reduzierten Netzentgelten nach § 14a EnWG. Kund:innen mit einer eigenen PV-Anlage senken durch den Eigenverbrauch ebenfalls erheblich ihre Stromkosten. In diesen beiden Fällen liegen die Kosten des iMSys weit unter den dadurch ermöglichten Ersparnissen. Insbesondere für Kund:innen, bei denen keine Steuerung erforderlich ist, aber dennoch ein individueller Mehrwert durch Transparenz, die Nutzung dynamischer Tarife oder die Teilnahme an Energy-Sharing-Vereinbarungen entstehen könnte, stehen Aufwand, Kosten und Nutzen eines iMSys-Einbaus dagegen häufig nicht in einem überzeugenden Verhältnis.

Auch die Customer Journey beim freiwilligen Einbau ist mit Unsicherheiten verbunden. Kund:innen erhalten teilweise keine belastbaren Informationen darüber, wann der Einbau erfolgen kann. Zwar verpflichtet § 34 MsbG MSB dazu, einen Einbau auf Kund:innenwunsch innerhalb von vier Monaten durchzuführen, doch in der Praxis wird diese Pflicht nicht immer erfüllt, was zu Frust und monetären Nachteilen bei den betroffenen Endkunden führt. Auch nach dem Einbau können Verzögerungen in der Marktkommunikation, fehlende Funktionalitäten oder unklare Zuständigkeiten dazu führen, dass Daten nicht verfügbar sind und der erwartete Nutzen nicht unmittelbar eintritt.

Lösungsraum

Es sollte eine klare Angebots- und Kommunikationslogik geschaffen werden. Für Kund:innen muss es nachvollziehbar sein, ob ein vorgezogener respektive freiwilliger Einbau sinnvoll ist, welche Voraussetzungen gelten, welche Kosten entstehen und welche Funktionen tatsächlich nutzbar sind.

Der Wettbewerb zwischen MSB sollte systematisch integriert werden. Wenn der grundzuständige MSB (gMSB) das iMSys nicht oder nicht fristgerecht einbaut, könnten automatisiert alternative Anbieter

(wettbewerbliche MSB, wMSB) einbezogen werden. Für Kund:innen entstünde kein zusätzlicher Aufwand, wenn dies bspw. vollständig in eine plattformbasierte Einbaulogik integriert wäre.

Plattformbasierte Einbaulogik sollten stärker implementiert werden. Damit könnte die gesamte Prozessstrecke standardisiert werden – von der Antragstellung über die Zuständigkeitsklärung bis zur Statusverfolgung. Kund:innen stoßen den Prozess zentral an, während die Plattform im Hintergrund Abläufe koordiniert. So können Einbaufälle auf Kund:innenwunsch fristgerecht umgesetzt werden. Kann ein gMSB die gesetzliche Frist von vier Monaten zwischen Anfrage und Einbau (§ 34 MsbG) nicht einhalten, sollten standardisierte und transparente Eskalationsprozesse greifen. Plattformen wie *SmartMeterNow* können hierbei unterstützen, indem sie Anfragen automatisiert weiterverarbeiten, alternative Anbieter einbinden und Transparenz über den Bearbeitungsstand sowie Handlungsoptionen schaffen. Damit unterstützen sie sowohl Kund:innen als auch gMSB bei einer effizienten und rechtssicheren Umsetzung von Einbauprozessen.

Aus MSB-Sicht sollte klar sein: der Einbau auf Kund:innenwunsch darf kein Sonderfall sein. Erfordert werden klare Customer Journeys mit definierten Zeitplänen, transparenter Kommunikation, eindeutigen Zuständigkeiten und stabil funktionierenden Prozessen nach dem Einbau.

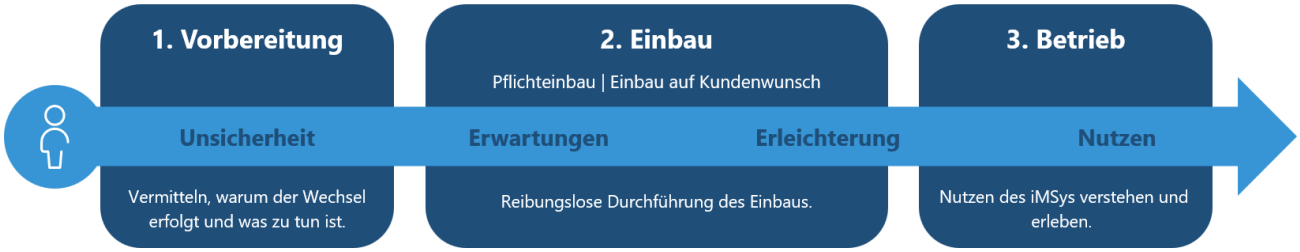

Abbildung 4: Schritte in der Customer Journey eines iMSys-Einbaus und einhergehende Gefühle und Ziel

3 Beschleunigung des iMSys-Rollouts

Beteiligte Partner:
enercity Netz GmbH, Hochfrequenz, metiundo, N-ERGIE, Octopus Energy, PeerMetering

Der iMSys-Rollout ist in den vergangenen Jahren deutlich vorangeschritten, bleibt jedoch bei vielen MSBs hinsichtlich Dynamik und Skalierung weiterhin hinter politischen Zielsetzungen zurück. Dabei zeigt sich zunehmend, dass die größten Herausforderungen heute weniger in der Verfügbarkeit der Hardware liegen. Vielmehr rücken die Installation vor Ort, die Integration in bestehende Systemlandschaften, die Gateway-Administration, die Marktkommunikation sowie die Qualität und Skalierbarkeit der Prozesse in den Mittelpunkt. Der erfolgreiche Rollout ist damit zunehmend eine Frage effizienter Abläufe und eines reibungslosen Zusammenspiels der beteiligten Systeme und Akteure.

Die Ursachen liegen dabei weniger in einer einzelnen Herausforderung, sondern vielmehr in einem Zusammenspiel technischer, regulatorischer, wirtschaftlicher und prozessualer Faktoren. Das folgende Kapitel identifiziert zentrale Hemmnisse bei der Umsetzung, von der Kommunikationsinfrastruktur über die System- und Prozesskomplexität bis hin zur operativen Skalierbarkeit und Wirtschaftlichkeit, und strukturiert diese entlang wesentlicher Handlungsfelder. Darauf aufbauend werden konkrete Maßnahmen aufgezeigt, die dazu beitragen können, den Rollout effizienter zu gestalten, Komplexität gezielt zu reduzieren und die Voraussetzungen für eine beschleunigte Umsetzung zu schaffen.

3.1 Investitionen in Kommunikationsinfrastrukturen

Herausforderungen

Eine Herausforderung, die oft im Kontext des iMSys-Rollouts genannt wird, betrifft die Kommunikation über die WAN Schnittstelle. **Mit der LTE-Technologie können deutschlandweit nicht alle Netzanschlusspunkte erreicht werden.** Einerseits sind Regionen und/oder Installationsorte nicht ausreichend abgedeckt. Andererseits hängt die Kommunikation maßgeblich vom Ort der Installation des iMSys ab. Dicke Kellerwände tragen z. B. dazu bei, dass auch in gut abgedeckten Kommunen gewisse Kund:innen nicht erreicht werden können. Dies hat Konsequenzen:

- Mehrkosten durch Neuanfahrt (falls die Kommunikation nicht etabliert werden konnte)
- Mehrkosten durch Installation von Antennen außerhalb des Kellers oder Zählerschranks
- Priorisierung „einfacher" Messpunkte durch MSBs auf Kosten anderer Kund:innen

Aktuell werden bereits Alternativen zu LTE ausgerollt und produktiv genutzt. Eine Alternative ist die Nutzung der **450-MHz-Frequenz** anstelle der 700- bis 3.600-MHz-Frequenz der LTE-Netze. Die niedrigere Frequenz ermöglicht eine bessere Penetration von Wänden und Decken. **Dafür muss ein neues Netz ausgebaut werden**, was aktuell durch das von Energiekonzernen getragene Joint Venture 450connect durchgeführt wird. Ein Vorteil des 450-MHz-Funknetzes ist, dass es als Netz für die Energiewirtschaft gedacht wurde und somit auf eine **ausfallsichere und schwarzstartfähige Kommunikation** ausgelegt ist. Da es sich um eine Funktechnologie handelt, bestehen weiterhin Herausforderungen. **Der Ausbau lohnt sich in der Regel vor allem in dicht besiedelten Regionen.**

Eine weitere Lösung ist die Nutzung von **Breitband-Powerline (BPL)**. Mit dieser Technologie werden die Stromleitungen selbst zur Kommunikation genutzt. Die Kommunikation aus dem SMGW erfolgt über physische Leitungen aus dem Gebäude bis zu einem *Head-end* außerhalb des Gebäudes oder in der nächsten Trafostation, welches mehrere SMGWs gebündelt mit dem Internet verbindet. Somit werden Probleme durch dicke Wände oder Decken umgangen. BPL-Netze können auch im ländlichen Raum aufgebaut werden. Problematisch sind lediglich wenige, außerorts gelegene Einzelgebäude, da das BPL-Signal nicht über weite Strecken übertragen werden kann.

Schließlich ist auch die Nutzung des Kundenrouters als Alternative zu LTE oder eigenen Kommunikationsnetzen möglich. Mehrwerte und Herausforderungen dieser Technologie sind im Exkurs dargestellt.

Der Ausbau neuer Infrastrukturen ist mit hohen Investitionen verbunden und dauert mehrere Jahre. MSBs sind in diesem Zusammenhang aktuell mit zwei zentralen Herausforderungen konfrontiert:

Exkurs: Nutzung des Kundenrouters als Lösung zur Ablesung von Smart-Meter-Daten

Insbesondere für Kund:innen, bei denen die Funkanbindung nicht zur robusten Kommunikation mit dem SMGW ausreicht, kann die Nutzung des Kundenrouters – über WLAN oder Ethernet – eine Alternativlösung darstellen. Die Architektur des SMGW sorgt dafür, dass es sich selbstständig und unabhängig vom Kommunikationsnetz schützt, also auch bei Nutzung des Kundenrouters. Diese Lösung bietet außerdem den Vorteil, dass die Kommunikationskosten deutlich geringer sind als bspw. mit einer SIM-Karte. Besonders mit Blick auf datenintensive Use Cases wie die Nutzung von TAF10-Daten erscheint diese Lösung somit ebenfalls als vielversprechend.

Bei der Umsetzung stellen sich jedoch einige Fragen, die zu adressieren sind, um die Mehrwerte dieser Technologie zu nutzen.

Vertragliche Vereinbarung zwischen MSB und Kund:innen zur Nutzung des Routers & Tarifboni
Kund:innen müssen dem MSB das Recht einräumen, den Router zur Kommunikation mit dem SMGW zu nutzen. Im Fall eines Einbaus auf Kundenwunsch kann der MSB unter Umständen seine eigenen Konditionen vorschreiben. Im Fall eines Pflichteinbaus hingegen müsste diese zusätzliche Vereinbarung voraussichtlich mit einem finanziellen Vorteil bzw. einer Entschädigung für Kund:innen verknüpft sein.

Konsequenzen eines Ausfalls des Kundenrouters
Der MSB betreibt das iMSys im Haus der Kund:innen, und trägt den Kund:innen und dem Energiesystem gegenüber die Verantwortung, dass dieses auch funktioniert. Bei einer Anbindung an den Kundenrouter ist ein Teil der Kommunikationskette außerhalb der Kontrolle des MSB. Ein Ausfall des Kundenrouters hätte auf zwei Ebenen Konsequenzen:

- Es könnten abrechnungsrelevante Daten fehlen. In diesem Fall müsste eine Regelung eingeführt werden, die verhältnismäßig, aber zum Nachteil der Kund:innen ist (da sonst eine Incentivierung zur nicht-Lieferung von Daten durch die Kund:innen entstehen würde).
- Es könnten netzrelevante Daten oder netzrelevante Steuerbefehle nicht kommuniziert werden. Dieser Fall ist aus Systemsicht problematisch. Im Kontext von § 14a EnWG müssen MSB den VNB die Steuerbarkeit garantieren können.

  Dies ist bei Nutzung des Kundenrouters für MSB komplexer als bei eigenen Kommunikationsinfrastrukturen. Ein Lösungsraum wäre hier, den Kundenrouter nur bei den wenigen Kund:innen zu nutzen, wo Alternativen nicht in Frage kommen. Durch die geringe Anzahl an Kund:innen wäre der Ausfall ihrer iMSys nicht systemkritisch.
- Insgesamt lässt sich erkennen, dass diese Lösung eher für den Rollout auf Kundenwunsch als für den Pflicht-Rollout in Frage kommt und somit auch besser für wMSB als für gMSB geeignet ist.

Mehraufwand bei Routerwechsel
Die Abhängigkeit zwischen MSB und Endkund:innen führt nicht nur bei Vertragsabschluss, sondern auch im Betrieb zu neuen Aufgaben. Der MSB muss bei einem Routerwechsel informiert werden und den Anschluss des SMGW an den neuen Router zumindest prüfen.

Möglichkeit, Kundenrouter und andere Technologie (beispielsweise LTE) zu verbinden
Auch dort, wo andere Optionen möglich wären, kann der Kundenrouter als Lösung zur Reduktion der Kommunikationskosten eingesetzt werden. In diesem Fall sollten zwei Kommunikationslösungen kombiniert werden. Standardmäßig wird der Kundenrouter benutzt. Bei Ausfall wird auf die Alternative (bspw. LTE) zurückgegriffen.

Ausblick - Kundenrouter als Infrastruktur
Perspektivisch wäre denkbar, dass jeder Kundenrouter einen logisch getrennten Kanal für Smart Meter bereitstellt. Jedes iMSys könnte sich somit automatisiert mit einem Router verbinden. Insbesondere in Städten wäre eine hohe Redundanz gegeben, die Ausfallrisiken - etwa bei einem Routerwechsel - minimieren würden. Hierzu wären erhebliche Entwicklungen und regulatorische Weichenstellungen notwendig.

Fazit
Diese Option kann für schwer erreichbare Kund:innen oder für Messlokationen, bei denen hohe Datenvolumen zu erwarten sind, Teil des Lösungsraums sein. Fragen zum Vertragswerk zwischen Kunde und MSB führen dazu, dass sie aktuell primär von wMSB für Einbauten auf Kundenwunsch eingesetzt wird. Insbesondere mit Blick auf netz- und systemrelevante Use Cases ist diese Option aktuell jedoch noch mit Fragezeichen verbunden, die in der Branche diskutiert werden. **Eine Klarstellung durch BSI und BNetzA, ob das Kunden-WLAN benutzt werden darf, würde die Branche begrüßen**. Da diese Option jedoch im Kontext dieses Projekts nicht als konsensfähig identifiziert wurde, ist sie nicht explizit Teil der in diesem Bericht identifizierten Maßnahmen und Lösungen.

1. **Unklares Zielbild für den iMSys-Rollout**

Sowohl der Ausbau des BPL- als auch des 450-MHz-Netzes ist mit hohen Investitionen verbunden und lohnt sich nur ab einer gewissen iMSys-Durchdringung in den jeweils abgedeckten Zonen. In diesem Kontext ist es wichtig, abzusehen, wo welcher Hochlauf an iMSys stattfinden wird. Änderungen der Regelungen, wie etwa die hypothetische Einführung einer Steuerungspflicht für alle neu installierten PV-Anlagen statt erst ab einer Leistung von 7 kW, wie sie im EEG 2027 vorgesehen ist, oder die Straffung der Ausbauziele auf 90 % aller Pflichteinbaufälle bis 2030, wie sie im Koalitionsausschuss angekündigt wurde, verändern die Rahmenbedingungen für Investitionen und können erhebliche Unsicherheiten verursachen.
Auch die Rolle des iMSys im Fall eines Schwarzstarts wird durch die Möglichkeiten, die das 450-MHz-Netz bietet, aktuell diskutiert. Eine gesetzlich vorgeschriebene Schwarzstartfähigkeit würde die Rahmenbedingungen für den Rollout fundamental verändern und bereits geplante Investitionen nochmals in Frage stellen.

2. **Konflikt zwischen kurz- und langfristigen Ausbauzielen**

Zur Erfüllung der in § 45 MsbG geplanten 90 %-Quote für Pflichteinbaufälle im Jahr 2032 wäre in vielen Fällen der Ausbau von BPL-Netzen die wirtschaftlichste Option. Gleichzeitig müssen MSBs jedoch auch Zwischenziele erfüllen – mit Fristen, die teilweise vor dem Ausbau der BPL-Netze greifen. Besonders kritisch ist dabei, dass die nun anstehenden Fristen (2026, 2028 und 2030) auf neue Pflichteinbaufälle und nicht auf den gesamten Bestand an Pflichteinbaufälle bezogen sind. Somit ist absehbar, dass MSBs Lösungen zur Anbindung von Kund:innen finden müssen (bspw. LTE + Antenne), um diese Quoten zu erfüllen, obwohl sie bereits an dem Ausbau eines BPL-Netzes arbeiten oder auf den Ausbau des 450-MHz-Netzes warten.

Bei der Nutzung der 450-MHz-Technologie rückt zudem die Ausgestaltung der Kosten- und Entgeltsystematik in den Fokus. Hierbei ist zu klären, wie der Zugang zu dieser neuen Form einer monopolistisch geprägten Energieinfrastruktur fair, transparent und diskriminierungsfrei gestaltet werden kann. Im Fall von BPL ist diese Frage bereits durch § 13 MsbG adressiert.

Lösungsraum

Auf der technischen Ebene bieten 450 MHz, BPL und die Nutzung des Kundenrouters bereits Alternativen zur LTE-Anbindung, die die Anbindung der meisten Endkunden ermöglichen sollte. Die notwendigen Maßnahmen betreffen eher die **Schaffung der richtigen Rahmenbedingungen, um frühzeitig und effizient in diese neuen Infrastrukturen zu investieren**.

MSBs sollten ihrerseits einen klaren, langfristigen Blick auf alle Zeithorizonte und Quoten haben und nicht nur die Maßnahmen ergreifen, die zur Erfüllung der nächsten Quote am billigsten sind. Außerdem sollten **Verteilnetzbetreiber (VNBs) und gMSB** den iMSys-Rollout eng mit der Digitalisierung ihrer Netze zusammendenken. Synergien zwischen dem Ausbau eines BPL-Netzes und der Digitalisierung von Ortsnetzstationen können so frühzeitig erkannt und gehoben werden.
Neben der WAN-Anbindung des SMGWs stellt auch die Kommunikation innerhalb von Gebäuden eine relevante technische Herausforderung dar. Insbesondere in Mehrparteienhäusern befinden sich Messstellen häufig über mehrere Etagen verteilt oder außerhalb zentraler Zähleranlagen. Der hierfür notwendige Kommunikationsaufwand kann einen erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Rollouts haben und sollte daher bei der Bewertung zukünftiger Kommunikationsinfrastrukturen ebenfalls berücksichtigt werden. Konkrete Maßnahmen zur Ausstattung von Mehrparteienhäusern sind in Kapitel 4 beschrieben.

Maßnahme: Klares politisches Zielbild für den weiteren Rollout
Adressat: Politik

Anpassungen der Definition von Pflichteinbaufällen nach § 29 MsbG sowie der Quoten nach § 45 MsbG sollten vermieden bzw. möglichst frühzeitig oder nach einem frühzeitig und transparent kommunizierten Zeitplan umgesetzt werden. So wird vermieden, dass MSB im Nachhinein feststellen, dass kosteneffizientere Ausbaupfade möglich gewesen wären.

Die von der EU geplante Einführung einer 75 %-Ausstattungsquote bis 2033 ist dabei besonders kritisch: Der **Gesetzgeber sollte sehr zeitnah kommunizieren**, ob diese Quote allein mit iMSys erfüllt werden soll bzw. welche technischen Optionen für die bislang optionalen Einbaufälle genutzt werden dürfen (vgl. Kapitel 5).

Relevanz:	sehr hoch; schafft Planungssicherheit, insb. hinsichtl. der aktuellen Debatte
Aufwand:	mittel; erfordert Planung u. Strategie
Dringlichkeit:	sehr hoch; aufgrund aktueller Debatte

Maßnahme: Eindeutige Pflichteinbau-Quoten bezogen auf den Bestand
Adressat: Politik

Die Anpassung der Definition der Quoten in § 45 MsbG kann die Kosten für den iMSys-Rollout maßgeblich reduzieren, indem Doppelinvestitionen für die kommunikationstechnische Anbindung vermieden werden. Die erste (Stichtag 31.12.2025) und letzte Quote (Stichtag 31.12.2032) beziehen sich aktuell auf den gesamten Bestand an Pflichteinbaufällen. Die dazwischen liegenden Quoten beziehen sich aktuell auf in diesem Zeitraum neu auszustattende Messlokationen. Denkbar wäre, **alle berichtspflichtigen Quoten** auf den an diesem Stichtag **bestehenden gesamten Bestand an Messlokationen zu beziehen** und dabei einen stetigen Ausbau vorzuschreiben. Alternativ könnte den MSBs bei bereits nachweislich geplanten oder begonnenen Infrastrukturinvestitionen mehr Flexibilität bei der Erfüllung der Quoten zugesprochen werden.

Relevanz:	hoch; schafft Planungssicherheit und Vertrauen
Aufwand:	gering; keine grundl. Änderungen
Dringlichkeit:	sehr hoch; schnell Klarheit schaffen

Maßnahme: Vorausschauende, ganzheitliche Planung des Rollouts
Adressat: MSB

Zur Erfüllung der 90 %-Quote werden BPL-Netze voraussichtlich eine wichtige Rolle spielen und Investitionen sollten jetzt geplant werden.

Insbesondere in Städten sollte das Potenzial der 450-MHz-Technologie oder der herkömmlichen LTE-Technologie genutzt werden.

Generell sollte eine klare Strategie zum kosteneffizienten Rollout unter Einbezug aller verfügbaren Technologien erarbeitet werden. Installationen bzw. Monteurfahrten sollten wo möglich gebündelt werden. Niederschwellig umsetzbare Installationen, die mittelfristig mit hoher Wahrscheinlichkeit zum Pflichteinbaufall werden, sollten vorausschauend mit durchgeführt werden.

Relevanz:	hoch; schafft Planungssicherheit , erhöhte Wirtschaftlichkeit
Aufwand:	hoch; erfordert viel Planung/ Strategie
Dringlichkeit:	hoch; um Kosteneffizienz zu steigern

3.2 Fokussierte Nutzung der TAF

3.2.1 TAF7 als zentrale Datenbasis

Herausforderungen

Das iMSys wurde ursprünglich mit dem Ziel der Datensparsamkeit entwickelt. Vor diesem Hintergrund wurden insbesondere die TAF 1, 2 und 6 vorgesehen, um respektiv statische oder zeitvariable Tarife und Ableseprozesse bei Bedarf direkt im SMGW abzubilden und nur aggregierte Daten zu versenden. Durch die inzwischen vorgesehene standardmäßige 15-minütige Bilanzierung von iMSys-Zählpunkten und die damit einhergehende Bereitstellung von Zählerstandsgängen über TAF7 verändert sich diese Ausgangslage jedoch grundlegend.

Der Informationsbedarf, der ursprünglich über TAF1, TAF2 und TAF6 adressiert werden sollte, könnte heute auch ohne Einfluss auf die Datensparsamkeit auf Basis von TAF7-Daten in Backend-Systemen abgeleitet werden.

Die Konfiguration von TAF2-Profilen (für Kund:innen mit zeitvariablen Netzentgelten nach Modul 3 § 14a EnWG oder für Kund:innen mit einem vom Lieferanten angebotenen HT/NT-Tarif) ist für viele MSB aktuell mit hohem Aufwand verbunden, da entsprechende Prozesse in GWA- und MSB-Systemen häufig noch nicht ausreichend automatisiert oder integriert sind. Für wMSB kommt zusätzlicher Koordinationsaufwand mit Verteilnetzbetreibern (respektive Lieferant) hinzu, insbesondere wenn Rollen, Datenbedarfe, Datenformate und Verantwortlichkeiten trotz Universalbestellprozess nicht eindeutig standardisiert sind.

Der kritischste Punkt betrifft jedoch **die Korrekturprozesse**. Die Analyse hochaufgelöster TAF7-Daten ermöglicht eine Anomalie-Erkennung sowie eine einfache, robuste und leicht automatisierbare Korrektur durch Interpolationen. Bei bereits im SMGW aggregierten Messwerten (wie bei TAF1 und TAF2) fallen Fehler in den Daten oftmals erst den Kund:innen auf, und die Bildung von Ersatzwerten erfordert einen mühsamen, manuellen Prozess, der im Endeffekt TAF7-Daten heranzieht.

Lösungsraum

Ein erster Schritt wäre, dass die Nutzung von TAF7-Daten zur Bildung von TAF1, TAF2 und TAF6 Daten im MSB-Backend zugelassen wird. **Mit dieser Maßnahme würde Komplexität aus der SMGW-seitigen Parametrierung in standardisierte Backend-Prozesse verlagert werden.** Dies reduziert Parametrierungs-, Test-, Betriebs- und Korrekturaufwände und verbessert zugleich die Skalierbarkeit des Rollout.

Maßnahme: Bildung von TAF1, TAF2 und TAF6 Werten im MSB-Backend zulassen
Adressat: Politik

Da iMSys standardmäßig mit TAF7-Daten bilanziert werden, könnten MSBs diese TAF7-Daten auch zur Bildung aggregierter TAF nutzen. Die Option würde den Aufwand bei der iMSys-Konfiguration und der Ersatzwertbildung für MSBs deutlich reduzieren und wäre niederschwellig.

Relevanz: hoch; Vereinfachung des Betriebs
Aufwand: gering; Option zulassen
Dringlichkeit: hoch; um Kosteneffizienz zu steigern

Ein zweiter Schritt wäre, dass die aktuellen TAF2 und TAF6 entfallen, und MSB standardmäßig TAF7-Daten an andere Marktakteure (VNB, Lieferant) kommunizieren. Die Bildung der relevanten Größen würde dann statt im MSB-Backend im Backend der Akteure erfolgen.
Aus Sicht der MSB hätte diese Maßnahme den Vorteil, dass der Abstimmungs- bzw. Kommunikationsbedarf erheblich reduzieren würde. Dieser Maßnahme würde jedoch erhebliche Anpassungen des regulatorischen und prozessualen Rahmens voraussetzen. Insbesondere wäre eine klare Rollenverteilung zwischen MSB, GWA, VNB und Lieferanten notwendig. Es muss eindeutig geregelt sein, wer TAF7-Daten bereitstellt, wer daraus abgeleitete Datenprodukte erzeugt, wer diese für Abrechnung oder Bilanzierung nutzt und wie Datenschutz, Zweckbindung, Berechtigungen und Vergütung ausgestaltet werden.

Maßnahme: TAF7 als einheitliche Datenbasis - Reduktion der Anzahl an TAF
Adressat: Politik

Eine standardmäßige Kommunikation von TAF7-Daten an alle relevanten Marktakteure (Lieferant, VNB) anstelle der aktuellen Kombination aus TAF2, TAF6 und TAF7 kann die Kosten beim Betrieb von iMSys reduzieren, da insbesondere die Bestellung von Zeitfenstern bei dem MSB über den Universalbestellprozess entfallen würde. TAF7 könnte als Grundlage für alle Netz- und Vertriebsabrechnungen dienen.

Relevanz: mittel; betrifft insbesondere wMSB
Aufwand: hoch; grundlegende Änderung der Rollenverteilung
Dringlichkeit: mittel; um Kosteneffizienz zu steigern

3.2.2 Bedarfsorientierter Einsatz von TAF10 für Netzzustandsdaten

Herausforderungen

TAF10 ermöglicht die Bereitstellung von Netzzustandsdaten und kann damit einen wichtigen Beitrag zur Netztransparenz, Netzplanung und zum Betrieb kritischer Netzbereiche leisten. Die Bereitstellung von TAF10-Daten ist ein **zentrales Alleinstellungsmerkmal** des deutschen iMSys und ein wichtiger Bestandteil eines Smart Grids. Der netzbetriebliche Nutzen dieser Daten ist jedoch nicht in allen Netzabschnitten gleich hoch.

Besonders relevant sind Netzzustandsdaten dort, wo Transformatoren, Ortsnetzstationen oder Netzabschnitte bereits nah an ihren Betriebsgrenzen geführt werden oder wo durch neue Verbraucher und Erzeuger ein erhöhter Transparenzbedarf entsteht. Da bei einem Abruf von TAF10-Daten viele Daten übertragen werden (bis zu 30-Sekunden-scharf) sind die damit verbundenen **Kommunikationskosten**, insbesondere im Fall einer LTE-Anbindung, **entsprechend hoch**.

Die Projektpartner machen darauf aufmerksam, dass eine systematische Nutzung von TAF10-Daten zur Überwachung des Netzzustands häufig nicht im Verhältnis zum netzbetrieblichen Nutzen ist und zudem aus datenschutzrechtlichen Gründen nur unter sehr strengen Bedingungen zum Einsatz kommen darf. Fraglich ist, ob die hochaufgelöste Messwertübertragung flächendeckend sinnvoll und notwendig ist oder ob die Messgrößen des TAF10 bedarfsgerecht genutzt werden sollten.

Außerdem ist die Kommunikation von TAF10-Daten zwischen VNB und MSB (insbesondere wMSB) heute in der Praxis nicht ausreichend zuverlässig, sodass die Netzüberwachung in der Regel ausschließlich über vom VNB installierte digitalisierte Trafos und vom gMSB installierte iMSys erfolgt.

Lösungsraum

Der BNetzA Beschluss BK6-22-300 fordert für netzorientierte Steuerungsmaßnahmen nach § 14a EnWG eine Netzzustandsermittlung. Zur Umsetzung hat der VDE FNN mit der Empfehlung zu Tenorziffer 2e ein standardisiertes Verfahren nach dem Stand der Technik veröffentlicht. Dieses definiert in Abhängigkeit von Netztopologie und Digitalisierungsgrad erforderliche Sensorausstattungsgrade bzw. Mindestquoten für den Einsatz von iMSys im TAF10-Modus.

Es wird entsprechend jedem VNB überlassen, die aus seiner Sicht kritischen Netzstränge zu digitalisieren, sodass Kosten und Nutzen im richtigen Verhältnis

stehen und nicht alle Netze. Aus Sicht der Projektpartner ist es wichtig, dass dies weiter der Fall bleibt und **keine systematische Pflicht zur Netzbeobachtung mit TAF10-Daten eingeführt wird**.

Außerdem sollten Lösungen erarbeitet werden, um die **Bestellung von TAF10-Daten bei wMSBs schneller, einfacher und robuster** zu gestalten (siehe dazu Maßnahmen in 3.3). Dies ist notwendig, um zu vermeiden, dass gMSBs optionale Einbaufälle nur zum Zweck der Erfüllung der von dem VDE-FNN empfohlenen Quoten ausstatten, obwohl in diesem Netzstrang insgesamt bereits ausreichend iMSys von gMSB und wMSB installiert wurden (Forum Netztechnik Netzbetrieb im vde, 2025).

3.3 Integration in MSB-Systeme und operative Skalierung

Herausforderungen

Bezüglich des iMSys-Rollouts bestehen derzeit relevante Herausforderungen auf Ebene der Systemintegration und operativen Umsetzung. Die iMSys-Integration inkl. aller aktuellen Anforderungen in die IT- und Prozesslandschaft der MSBs stellt einen zentralen Engpass dar. Unabhängig von Herausforderungen durch bestehende Hardware-Infrastrukturen und Legacy-Zählerbestände (vgl. Kapitel 4.2) gehört zum Smart-Meter-Rollout neben der physischen Installation der Geräte auch deren Anbindung an die bestehenden Systeme zur Gateway-Administration (GWA), Marktkommunikation (MaKo) sowie die angeschlossenen ERP- bzw. Abrechnungssysteme (siehe Abbildung 6)

In der Praxis zeigt sich, dass diese **Systemlandschaft in vielen Fällen noch nicht ausreichend auf die Komplexität und vor allem die Skalierung des iMSys-Rollouts ausgelegt ist**, die sich besonders in den letzten Jahren hochdynamisch verändert hat.

Ein zentrales Problem besteht in der oftmals unzureichenden Funktionalität und Performance der GWA-Systeme. Die Konfiguration und Verwaltung von SMGWs kann oft nicht vollständig automatisiert erfolgen, sondern ist durch manuelle Eingriffe geprägt. Bei komplexen Messkonzepten – etwa bei virtuellen Summenzählern oder 1:n-Ansätzen – stoßen bestehende Systeme an funktionale Grenzen. Anpassungen oder Rekonfigurationen von Gerätestrukturen sind oft nur eingeschränkt möglich, was mit hohem manuellem Aufwand und im schlimmsten Fall Hardware-Austausch verbunden ist.

Darüber hinaus bestehen Herausforderungen in der Integration zwischen nachgelagerten MaKo- und ERP-Systemen sowie auch im Zusammenspiel dieser Systeme mit den GWA-Systemen. Die erforderlichen Schnittstellen (APIs) können fehleranfällig sein und sind in einigen Fällen nicht durchgängig standardisiert. Die Erprobung eines entsprechenden IT-Systems auf Kompatibilität mit bestehenden Systemen ist aktuell vor Inbetriebnahme des Systems kaum möglich. MSBs stellen daher oft erst nach Kauf, Konfiguration und Inbetriebnahme eines Systems fest, an welchen Schnittstellen es zu Problemen kommen kann.

In der Folge kommt es zu Inkonsistenzen zwischen Systemen, hohem Abstimmungsaufwand und ggf. einer Vielzahl manueller Workarounds. Komplikationen treten insbesondere bei der Verarbeitung von Zählerkonfigurationen und Stammdatenänderungen auf. Weiterhin stellt auch hier die Abbildung komplexer Messkonzepte in den Abrechnungs- und Bilanzierungsprozessen eine Herausforderung dar. Die Komplexität und Kosten, die mit einem Systemwechsel (GWA oder ERP) verbunden sind, führen dabei oft zu einem **Lock-in Effekt**.

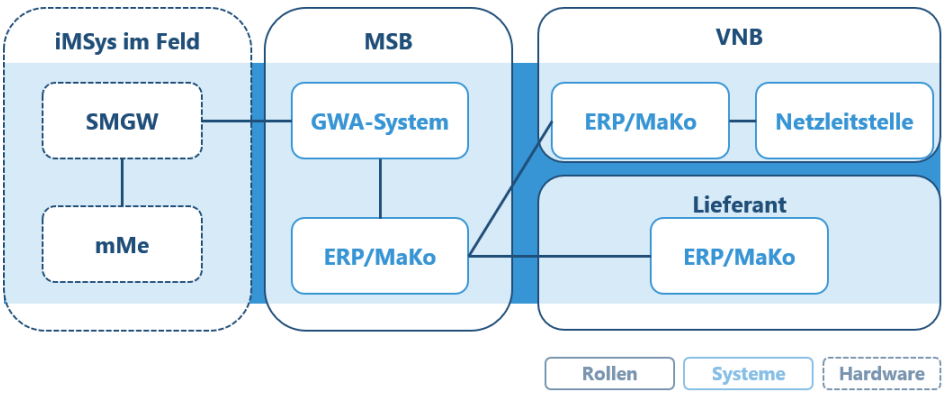

Abbildung 6: Vereinfachtes Systembild – iMSys und damit verbundene Systeme und Rollen

Mangelhafte Interoperabilität und unzureichende Standardisierung spiegeln sich auch negativ in der Kommunikationen zwischen wMSBs und VNBs. Dieselbe Nachricht, die vom wMSB ausgeht, kann von manchen VNBs angenommen, von anderen aber als fehlerhaft gemeldet werden (je nachdem, welche Systeme der VNB einsetzt).

Eine weitere Herausforderung liegt in der bislang unzureichenden Robustheit und Automatisierung von Betriebs- und Updateprozessen. Firmwareupdates, Zertifikatswechsel bzw. -erneuerungen oder Konfigurationsänderungen führen häufig zu Störungen und manuellem Mehraufwand. In Kombination mit funktionalen Lücken (insbesondere bei komplexeren Aufbauten) und einer teilweise unzureichenden Systemintegration bleibt der operative Aufwand pro eingebautem iMSys im Durchschnitt hoch.

Lösungsraum

Zum Adressieren der beschriebenen Herausforderungen sind sowohl technische als auch strukturelle Anpassungen sinnvoll, die auf Standardisierung und Skalierbarkeit der Systemlandschaft abzielen.

Ein zentraler Hebel liegt in der funktionalen Weiterentwicklung und Standardisierung der GWA-Systeme. Ziel sollte sein, eine weitgehend automatisierte Konfiguration, Verwaltung und Anpassung von iMSys anbieterübergreifend zu ermöglichen. Durch klar definierte, einheitlich implementierte Schnittstellen kann die Fehleranfälligkeit reduziert werden. Hierfür sind erweiterte, aber vor allem auch robustere Funktionalitäten notwendig, die insbesondere auch komplexe Messkonzepte und dynamische Änderungen im Feld effizient abbilden können. Der wesentliche Hebel hierfür liegt primär bei den Anbietern der GWA-Systeme.

Gleichzeitig zeigt sich, dass diese, ebenso wie viele weitere am iMSys-Rollout beteiligte Akteure, durch die Vielzahl und Dynamik der Anforderungen stark beansprucht sind. Vor diesem Hintergrund könnten auch die zuständigen Entscheidungstragenden (Gesetzgeber, BSI, BNetzA) klarere Anforderungen definieren, d. h. konkret noch konsequenter verbindliche Mindestanforderungen an Schnittstellen und Interoperabilität, eine klare zeitliche Priorisierung und eine Konsolidierung bereits implementierter Funktionalitäten vorantreiben.

Eine Standardisierung der Systeme würde voraussichtlich auch den **Lock-In Effekt reduzieren** und somit den Wettbewerb und die Innovationsdynamik im Bereich der GWA-Systeme stärken. Hierfür könnten zusätzlich **regulatorische und prozessuale Markteintrittsbarrieren für neue Anbieter überprüft** und, soweit sachgerecht, reduziert werden. Durch eine größere Vielfalt an Anbietern und Lösungen kann die Entwicklung leistungsfähigerer und praxistauglicher Systeme beschleunigt werden.

Ein zusätzlicher Hebel besteht in der weiteren **Automatisierung zentraler Betriebsprozesse**, insbesondere bei der Konfiguration und Inbetriebnahme von SMGWs, der Verarbeitung von Stammdatenänderungen sowie der Durchführung von Software-Updates. **Die Umsetzung liegt hierbei sowohl bei den Anbietern der GWA- und ERP-Systeme als auch bei den MSBs selbst**, die ihre internen Prozesse entsprechend weiter standardisieren und digitalisieren müssen. Robustere und stärker automatisierte Prozesse können den manuellen Aufwand deutlich reduzieren und die Betriebssicherheit erhöhen. Gleichzeitig ist zu berücksichtigen, dass sich die beteiligten Akteure ebenso wie die Systeme selbst derzeit entlang einer Lernkurve bewegen. Mit zunehmender Betriebserfahrung ist daher perspektivisch mit weiteren Effizienzsteigerungen im Betrieb der iMSys-Infrastruktur zu rechnen.

Maßnahme: Testumgebung und offene Dokumentation zur Standardisierung von Schnittstellen
Adressat: Anbieter von GWA- und ERP-Systemen, Branche (kollektiv)

Interoperabilität und Standardisierung für ein funktionierendes Gesamt-System müssen **durch die Branche selbst** vorangetrieben werden.

Eine **kostenfreie Test-API** zur Validierung von Nachrichten und Formaten sollte durch proaktive Akteure der Branche eingerichtet und etabliert werden**.**

Die **offene Dokumentation von definierten Schnittstellen** sollte durch die Nutzenden der Systeme eingefordert werden. Falls notwendig, kann dies auch durch den Gesetzgeber vorgeschrieben werden.

Relevanz:	sehr hoch; Vereinfachung Betrieb, Standardisierung und Reduzierung manueller Klärfälle
Aufwand:	hoch; kollektiver Aufwand bei hoher Komplexität
Dringlichkeit:	hoch; um skalieren zu können

Ergänzend wäre eine klar definierte Testumgebung (z. B. in Form ausführbarer Testumgebungen) denkbar, die das standardisierte Testen von Schnittstellen ermöglicht und als verlässlicher Referenzpunkt

(„Single Point of Truth“) fungiert (siehe Maßnahme oben). Sie könnte insbesondere Konflikte bei der Kommunikation zwischen wMSB und VNB lösen, indem jeder Akteur bereits beim Einrichten seiner Systeme prüfen kann, dass diese nach Standard agieren und kommunizieren. Eine solche Testumgebung sollte von den zuständigen Standardisierungs- und Marktorganisationsakteuren spezifiziert und von den Systemanbietern verbindlich unterstützt werden.

Maßnahme: Angebot eines Conformance Testing Lab mit Zertifizierungsberechtigung
Adressat: BNetzA und Branche

Die BNetzA könnte eine Standardisierungsstelle damit beauftragen, ein *Conformance Testing Lab* aufzubauen. MSBs hätten die Möglichkeit, am Conformance-Gremium teilzunehmen und so die Conformance-Kriterien zu priorisieren. Damit könnten MSB gezielter ihre Systeme beschaffen und der Druck zur Implementierung interoperabler Systeme würde steigen.

Relevanz:	mittel; ohne funktionale Systeme kaum Mehrwert für MSB
Aufwand:	hoch; da neu aufgebaut werden muss
Dringlichkeit:	hoch; um skalieren zu können

In diesem Zusammenhang wird auch die Entwicklung einer **zentralen Datenplattform bzw. des MaBiS-Hubs** als potenzieller Lösungsansatz gesehen, um Datenflüsse zu bündeln und Medienbrüche zu reduzieren. Für die Einführung des MaBIS-Hubs müssen zentrale Marktakteure sowie Betreiber und Nutzende der betroffenen Marktkommunikationsprozesse eng mit der BNetzA zusammenarbeiten.

3.4 Finanzierung und Wirtschaftlichkeit

Herausforderungen

Der iMSys-Rollout erfordert seitens der MSB erhebliche Investitionen und bindet entsprechend Kapital. Bereits in der Anfangsphase müssen die Geräte beschafft werden, wobei die **MSBs finanziell in Vorleistung gehen**. Hersteller priorisieren dabei häufig Abnehmer großer Stückzahlen, die zudem von besseren Einkaufskonditionen profitieren. Zusätzlich entstehen Investitionsbedarfe durch die notwendige **Ertüchtigung der IT- und Systemlandschaft der MSB** für die Speicherung, Verarbeitung und Weitergabe der Messdaten. Diese Anpassungen sind mit umfangreichen technischen und organisatorischen Aufwänden verbunden. Auch die Betriebsphase gestaltet sich unter den aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen als wirtschaftlich herausfordernd. Für Pflichteinbaufälle sind **Preisobergrenzen** festgelegt, die sich am Verbrauch bzw. an der installierten Leistung orientieren. Nach übereinstimmender Einschätzung vieler MSBs ist ein **wirtschaftlicher Betrieb zu diesen Konditionen – insbesondere bei den niedrigsten Preisobergrenzen – nur dann darstellbar, wenn keine Komplikationen auftreten.** Aktuell ist dies insbesondere im Installationsprozess – etwa durch unzureichenden Mobilfunkempfang (Kapitel 3.1), Platzmangel im Zählerschrank, Kompatibilitätsprobleme (Kapitel 4.2) – jedoch oft der Fall, wodurch die Wirtschaftlichkeit häufig leidet.

Eine weitere Herausforderung stellt die Übernahme bestehender Geräte beim Wechsel des MSB dar. Aufgrund eingeschränkter Systemkompatibilität ist eine wirtschaftliche Integration einzelner Geräte oft nicht möglich, was zu Lock-in-Effekten führt (vgl. Kapitel 3.3 und 4.2). Ähnliches gilt für den isolierten Austausch der mME: Auch hier verhindern Kompatibilitätsprobleme eine flexible Kombination mit verfügbaren SMGWs.

Lösungsraum

Durch die Bündelung der Beschaffung können MSBs Skaleneffekte heben und ihre Investitionskosten senken. Eine Möglichkeit zur Reduzierung der Investitionskosten besteht im Zusammenschluss mehrerer MSBs für die gemeinsame Beschaffung von Geräten.

Durch diese Bündelung der Nachfrage können Skaleneffekte genutzt werden, wodurch sowohl eine bessere Verhandlungsposition gegenüber Herstellern als auch günstigere Einkaufskonditionen erreicht werden können. Gleichzeitig steigt die Planungssicherheit für alle beteiligten Akteure.

Die systematische Einbindung von wMSB kann den Rollout beschleunigen und die wirtschaftliche Belastung einzelner gMSB reduzieren. Insbesondere könnte die Anrechnung von Einbauten durch wMSB auf die Pflichteinbauquoten dazu beitragen, den Rollout insgesamt effizienter zu gestalten und die wirtschaftliche Belastung einzelner gMSB zu verringern. Ergänzend dazu könnten Modelle strategischer Partnerschaften zwischen gMSB und wMSB etabliert werden (siehe auch Kapitel 2.4).

Maßnahme: Rechtssichere, nutzungsbasierte Plattform- oder Mietmodelle
Adressat: Politik, MSB

Miet- bzw. Plattformmodelle für Messsysteme verschieben CAPEX zu OPEX, reduzieren so die Eintrittsbarriere, insbesondere für kleine MSB, und stellen – etwa im Sinne von „Metering Asset Provider" – einen potenziellen Ansatz zur Entlastung der Kapitalbindung dar.

Anstelle hoher Anfangsinvestitionen können MSB hierbei auf nutzungsbasierte Zahlungsmodelle zurückgreifen, wodurch sich insbesondere für kleinere MSB finanzielle Einstiegshürden reduzieren lassen. Gleichzeitig können Risiken im Zusammenhang mit technologischen Weiterentwicklungen teilweise auf die Anbieter solcher Modelle verlagert werden.

Solche Modelle werden bereits umgesetzt. Eine **rechtssichere Verankerung im MsbG** wäre jedoch sehr hilfreich. Dafür bedarf es einer Ergänzung im §3 (3) MsbG: „...auf den Einbau von in seinem Eigentum stehenden [oder gemietete] Messeinrichtungen,...".

Relevanz:	mittel; erhöhte Rechtssicherheit
Aufwand:	gering; MSbG Anpassung und Etablierung der Plattform-/Mietmodelle
Dringlichkeit:	hoch; um zeitnah Effekte zu sehen

Maßnahme: Einbindung von wMSB in den Pflichtrollout
Adressat: Politik

gMSB sollte es **erlaubt sein, wMSB gezielt für die Umsetzung ihres Rollouts beauftragen** zu können.

Darüber hinaus könnten bei einer erkennbaren Verfehlung von Rollout-Zielen **auch die Vorgaben geschaffen** werden, die gMSB zur Einbindung von wMSB verpflichten. Voraussetzung hierfür ist eine geeignete regulatorische Ausgestaltung, die sowohl klare Verantwortlichkeiten definiert als auch eine reibungslose Integration der Systeme und Prozesse sicherstellt.

Konkret bedarf es dafür **einer Anpassung des § 41 MsbG:** Darin sind derzeit Kooperationen zwischen gMSB zugelassen. Eine Erweiterung um die Zulassung von Kooperationen zwischen gMSB und wMSB zur Erfüllung der Rollout-Quote innerhalb eines Netzgebiets würde eine Zusammenarbeit explizit erlauben.

Relevanz:	sehr hoch; erhöhte Effizienz = geringere Kosten
Aufwand:	gering; lediglich MsbG-Anpassung
Dringlichkeit:	sehr hoch; um Pflicht-Quoten zu erfüllen

4 iMSys-Rollout im Mehrparteienhaus – 1:n Anbindung an das SMGW

Beteiligte Partner:
Hochfrequenz, metiundo, N-ERGIE, peerMetering

Im Vergleich zu anderen europäischen Smart Metern bietet das iMSys die Funktionalität, mehrere – vergleichsweise sehr kostengünstige – moderne Messeinrichtungen (mME) an ein SMGW anzubinden. Diese sogenannte 1:n-Anbindung (ein SMGW für n mME) soll insbesondere im Mehrparteienhaus zu einer Reduktion der Kosten des iMSys-Rollouts führen. Die Erwartung ist, dass gMSBs im Rahmen des iMSys-Einbaus in einem Gebäude auch weitere optionale Einbaufälle direkt mit ausstatten (können), wodurch neben der Hardware auch Installationskosten gespart werden können.

Insbesondere unter der Randbedingung der aktuellsten Rollout-Ziele der EU stellen Mehrparteienhäuser einen sehr wichtigen Hebel zur Skalierung und Beschleunigung des Rollouts und zur Erfüllung der EU-Quoten dar. Durch die hohe Anzahl an Messlokationen pro Installationsort können im Mehrparteienhaus mit einem Rollout-Projekt unmittelbar n Messlokationen digitalisiert werden.

Die im dritten Kapitel genannten Herausforderungen sind auch im Mehrparteienhaus relevant und skalieren in der Regel mit der Anzahl an angebundenen mME. Die Komplexität der iMSys-Konfiguration und entsprechender Prozesse steigt. Außerdem gibt es spezifische Herausforderungen bei der Umsetzung von 1:n Konzepten, wie bspw. mangelnde Verfügbarkeit von Anschlussnehmern, den Wunsch nach Anbindung von Unterzählern außerhalb des Zählerschranks, keine zentralen Anlagenbetreiber oder mehrere MSBs in einer Liegenschaft. Dies führt dazu, dass aktuell 1:n Anbindungen in der Regel nur dort durchgeführt werden, wo tatsächlich alle Kund:innen ein iMSys brauchen (bspw. Mieterstrommodelle, gemeinschaftliche Gebäudeversorgung). Eine darüber hinausgehende Ausstattung optionaler Einbaufälle findet in aller Regel nicht statt, wodurch erhebliches Digitalisierungspotenzial verloren geht.

Dieses Kapitel adressiert spezifische Herausforderungen und Lösungen zur Hebung der Potenziale der 1:n Anbindung im Mehrparteienhaus.

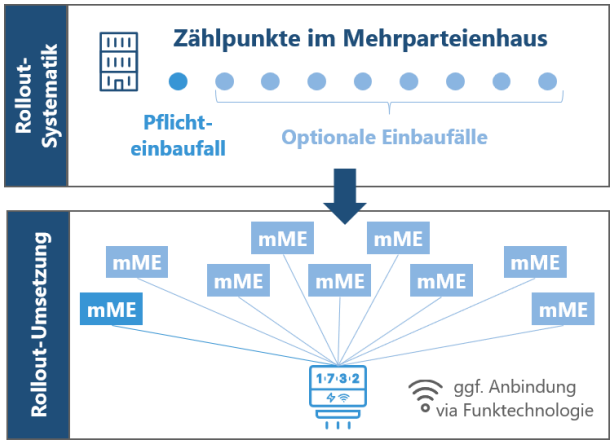

Abbildung 7: Umsetzung der Rolloutsystematik im Mehrparteienhaus

4.1 Fragen der Wirtschaftlichkeit bei optionalen Einbaufällen

Herausforderungen

Für optionale Einbaufälle darf der gMSB dem Anschlussnutzer derzeit 30 €/Jahr und dem zuständigen VNB weitere 30 €/Jahr in Rechnung stellen. Für freiwillige Nicht-Pflichteinbaufälle können abweichende Entgelte erhoben werden. Zum Vergleich beträgt die Preisobergrenze für den Betrieb einer mME aktuell 25 €/Jahr. Zwar ermöglichen 1:n-Anbindungen Einsparungen bei der Hardware, da ein Smart-Meter-Gateway für mehrere Messstellen genutzt werden kann. Zudem lassen sich Installations- und Anfahrtskosten reduzieren, wenn mehrere Messstellen im Rahmen eines gemeinsamen Vor-Ort-Termins angebunden werden. Ein erheblicher Teil der Kosten eines iMSys entsteht jedoch kundenindividuell im laufenden Betrieb, beispielsweise für Administration, Marktkommunikation und weitere Backend-Prozesse.

Diese Rahmenbedingungen wurden bereits in den Kosten-Nutzen-Analysen zum Smart-Meter-Rollout berücksichtigt. Die letzte Analyse nach § 48 MsbG kam zu dem Ergebnis, dass ein optimierter Rollout die gleichzeitige Anbindung möglichst aller Messstellen eines Gebäudes vorsieht, sobald ein Installateur vor Ort ist. Die zusätzlichen Kosten für weitere Messstellen fallen dabei deutlich geringer aus als bei einer späteren Nachrüstung (BMWE, 2024).

Gleichzeitig vertreten viele MSBs heute die Auffassung, dass die im Vergleich zur mME verbleibenden Mehrerlöse die zusätzlichen Aufwände nur knapp decken. Die Wirtschaftlichkeit einer 1:n-Anbindung hängt daher maßgeblich davon ab, dass Installation und Inbetriebnahme mit möglichst geringem Zusatzaufwand erfolgen. Wie in den folgenden Abschnitten dargestellt wird, ist dies in der Praxis jedoch häufig nicht der Fall. Zusätzliche Abstimmungen, technische Besonderheiten vor Ort sowie komplexe Betriebs- und Prozessanforderungen reduzieren die erwarteten Effizienzvorteile. Entsprechend werden 1:n-Anbindungen derzeit häufig nur dort umgesetzt, wo bereits mehrere Pflichteinbaufälle in einem Gebäude vorliegen. Die vorausschauende Einbindung weiterer Messstellen erfolgt dagegen bislang nur begrenzt, obwohl diese aus gesamtwirtschaftlicher Sicht als vorteilhaft angesehen wird.

Lösungsraum

Die hier adressierten Herausforderungen sind eng mit den Herausforderungen aus Kapitel 3 gekoppelt. Sollten sowohl Installation als auch Betrieb eines iMSys robust funktionieren, könnte sich die standardmäßige Installation von iMSys im Mehrparteienhaus als eine wirtschaftliche Lösung für MSB durchsetzen.

Eine große Möglichkeit zur Steigerung der erwartbaren Wirtschaftlichkeit ist, den **Messstellenbetrieb als Teil eines breiteren Geschäftsmodells bzw. einer breiteren Wertschöpfungskette zu verstehen**. So ist beispielsweise die Kombination aus wMSB und Lieferanten recht verbreitet. In diesem Fall ist das Angebot eines dynamischen Tarifs, welcher ein iMSys voraussetzt, Teil des Geschäftsmodells. Andere wMSB setzen Mieterstrom- oder GGV-Modelle um (in denen alle Parteien ein iMSys brauchen) oder statten auf Wunsch des Hausbesitzers alle Wohnungen aus. In diesen Fällen umfasst die Leistung also nicht nur den Messstellenbetrieb, sondern auch andere Dienste – etwa die **Abrechnung von Mieterstrommodellen oder die Bereitstellung von Prognosen im Kontext der GGV.**

Diese zusätzlich entstehenden Mehrwerte für Kund:innen ermöglichen ein **tragbares Geschäftsmodell** für (w)MSB. Da insbesondere beim Angebot von Mieterstrommodellen oder GGV ohnehin alle Parteien mit einem iMSys ausgestattet werden müssen, bietet 1:n in diesen Fällen eine klare Lösung zur Kostensenkung. Solche Angebote setzen jedoch einen Einbau auf Kundenwunsch voraus und sind somit nur schwer auf viele gMSB zu übertragen, deren Kund:innen in der Regel wenig bis kein Interesse für Mehrwertdienste haben.

Da neben den Hardwarekosten insbesondere die Inbetriebnahme und der anschließende Betrieb erhebliche Kosten verursachen, ist der Rollout im Mehrparteienhaus nur unter der Bedingung einer langfristigen, gebäudeweiten Rollout-Planung, die zukünftige Einbaufälle antizipiert und Skaleneffekte konsequent nutzt, wirtschaftlich möglich. 1:n sollte von MSBs nicht ausschließlich als technische Lösung, sondern als **Skalierungskonzept für den Rollout** verstanden werden, der **eigene Planungslogiken und Installationsprozesse** verlangt.

Maßnahme: Langfristige, gebäudeweite Planung der iMSys-Ausstattung in Mehrparteienhäusern
Adressat: MSB

Die Wirtschaftlichkeit von 1:n-Konzepten kann sich durch effiziente Planungsprozesse deutlich verbessern. Entscheidend sind nicht nur geringere Hardwarekosten, sondern vor allem **gebündelte Vor-Ort-Prozesse** (Terminierung, Anfahrt, Montage, Inbetriebnahme und Dokumentation sowie synchronisierte Zählerwechsel nach Ablauf der Eichfrist). Weitere Potenziale entstehen bei entsprechender Planung durch stark standardisierte interne Prozesse sowie durch rollen-/ konzernübergreifende Mehrwerte.

Relevanz:	mittel; kann 1:n wirtschaftlich machen (Inbetriebnahme und Betrieb)
Aufwand:	hoch; viel Aufwand MSB-intern
Dringlichkeit:	mittel; 1:n sollte zeitnah skalieren

4.2 Interoperabilität zwischen Bestands-mME und SMGW

Herausforderungen

Nach der Einführung des MsbG 2016 haben viele MSB zunächst auf einen kostenoptimierten Rollout von mME gesetzt. Ziel war es, die vorgesehene 100 %-Quote bis 2032 schrittweise und kostengünstig zu erfüllen. In der Praxis hat dieses Vorgehen heute bei einigen MSBs zu der folgenden Situation im Mehrparteienhaus geführt: Häufig unterstützen bereits verbaute digitale Zähler („Legacy Hardware") keine unidirektionale drahtlose Anbindung der mME an das SMGW per wMBus und/oder kein Kompaktprofil (und somit keine drahtlose TAF7 Datenübertragung). Damit sind diese Zähler (mMEs) in der Regel nicht geeignet, um zum iMSys aufgestockt zu werden (Ausnahme: Drahtgebundene Kommunikation TAF 7).

Die Idee dahinter war meist, dass eine mME bei der späteren Umrüstung auf ein iMSys bei Bedarf vergleichsweise einfach ausgetauscht werden kann. Der frühzeitige Einbau teurerer Technik erschien hingegen wenig sinnvoll, solange unklar blieb, wie sich die gesetzlichen und technischen Anforderungen beim iMSys-Rollout weiterentwickeln würden. Begünstigt wurde dieses Vorgehen durch die hohen Unsicherheiten bezüglich der Timeline des iMSys-Rollouts, die Preisobergrenzen für den Betrieb von mME (früher noch 20 € brutto pro Jahr) sowie die klare Abgrenzung zwischen Pflichteinbaufällen und optionalen Einbaufällen. Dadurch lag der Fokus vieler MSB zunächst auf der Erfüllung der Mindestanforderungen an den mME-Rollout und nicht auf einer vorausschauenden Vorbereitung des iMSys-Rollouts.

Die Aufrüstung zum iMSys setzt in diesen Fällen also voraus, dass zuerst noch funktionierende und geeichte mMEs ausgetauscht werden. Insbesondere bei optionalen Einbaufällen mit einer PoG von 60€/a Brutto beeinträchtigt der Austausch noch nicht abgeschriebener Zähler die Wirtschaftlichkeit aus MSB-Perspektive deutlich. Dabei sollte jedoch bedacht werden, dass der zeitgleiche Austausch von mMEs mit der Neuinstallation eines SMGW den Vorteil hat, dass die Eichfristen aller Komponenten in diesem Gebäude dann identisch sind, was zum Ablauf der Eichfrist Anfahrtswege spart.

Auch im Einfamilienhaus besteht die beschriebene Herausforderung der „Legacy-Hardware". Im Mehrparteienhaus ist das Thema jedoch aufgrund der Skalierung – sprich der Anzahl an potenziell digitalisierten Messlokationen – und unter dem Gesichtspunkt der deutlich geringeren Preisobergrenzen für optionale Einbaufälle – relevanter.

Lösungsraum

Seit dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (2023) gibt es für MSBs mehr Klarheit zum Zeitplan des iMSys-Rollouts. Dies hat auch zu einer Anpassung der Beschaffungsstrategie für mMEs geführt. Die meisten MSBs installieren heute Geräte, die vom VDE-FNN nach aktuellen Standards zertifiziert sind und vollkommen interoperabel mit allen SMGWs sind. Dennoch sollte berücksichtigt werden, dass ein **signifikanter Anteil an Mehrparteienhäusern erst mit dem Ablauf der achtjährigen Eichfrist, also im Zeitraum 2026 - 2031, mit voll interoperablen mMEs ausgestattet** wird. Danach kann auf Basis der derzeitigen Rollout-Roadmap davon ausgegangen werden, dass dieses Problem behoben ist.

4.3 Technische Anbindung und Kommunikation mME – SMGW

Herausforderungen

Die gebäudeinterne Anbindung und Kommunikation zwischen mME und SMGW stellt insbesondere im Gebäudebestand eine der zentralen technischen Herausforderungen des 1:n-Rollouts dar und ist im Mehrparteienhaus komplexer als im Einfamilienhaus.

Während regulatorische und prozessuale Rahmenbedingungen inzwischen zu weiten Teilen definiert sind, entscheidet in vielen Bestandsobjekten die physikalische Erreichbarkeit der Messlokationen und die bestehende Infrastruktur über die praktische Umsetzbarkeit von 1:n-Konzepten. Häufig befinden sich die Zähler im Mehrparteienhaus nicht an einem zentralen Ort. Insbesondere in Altbauten sind Messlokationen im Etagenflur oder sogar innerhalb der einzelnen Wohnungen keine Seltenheit.

Die Anbindung der mMEs an das SMGW erfordert in diesem Fall entweder eine Funkkommunikation – beispielsweise via wMBus –, die nur bedingt zwischen Decken und Wänden möglich ist, oder eine aufwendige Verkabelung. In manchen Fällen ist sogar ein Umbau des Zählerschranks, bzw. eine Zentralisierung der Zählerplätze notwendig, um mMEs und SMGW physisch näher aneinander zu bringen. Diese zusätzliche Komplexität und damit ggf. verbundene zusätzliche Maßnahmen sind im Rahmen optionaler Einbaufälle derzeit in vielen Fällen nicht wirtschaftlich.

Lösungsraum

Die reibungslose Anbindung und der fehlerfreie Betrieb einer gebäudeinternen Kommunikationsinfrastruktur ist einer der zentralen Erfolgsfaktoren zur Umsetzung von 1:n Konzepten in Mehrparteienhäusern.

Es bleibt zu klären, ob die zusätzlichen Kosten für die in der Maßnahmen-Box beschriebenen **Adapter die Umsetzung auch bei Gebäuden mit ausschließlich optionalen Einbaufällen wirtschaftlich machen können**. Auf der technischen Ebene zeichnen sich bereits Lösungen ab: Drittanbieter wie peerMetering sowie voraussichtlich auch Hersteller von SMGWs und mMEs entwickeln Produkte, die die Anbindung im Mehrparteienhaus vereinfachen sollen. Die Lösungen können bestehende Hürden bei der Umsetzung von 1:n-Konzepten kurz- bis mittelfristig deutlich reduzieren.

Maßnahme: Hardware-Ertüchtigung zur hausinternen Funkkommunikation
Adressat: Branche/ Anbieter, MSB

Technische, BSI-konforme Lösungen zur Funkanbindung der mME im Mehrparteienhaus existieren bereits von verschiedenen Anbietern.

Der Projektpartner peerMetering hat bspw. einen Kommunikationsadapter entwickelt, der an den mMEs angebracht werden und auch durch Decken und Wände bis zu 200 Meter entfernt mit dem SMGW kommunizieren kann. Die Lösung beruht auf einer proprietären Funklösung und ist BSI-konform nach TR-9031. Mit dem Adapter können bis zu 30 mMEs an einem SMGW gebündelt werden. Haushelt ist bspw. ein weiterer Anbieter mit einer entsprechenden Lösung.

Weitere Marktakteure sollten vergleichbare Lösungen zeitnah entwickeln und MSB diese zum Einsatz bringen.

Relevanz:	mittel; zwar ist ansonsten 1:n in vielen Fällen nicht möglich, es existieren jedoch bereits erste Lösungen
Aufwand:	mittel; muss installiert werden
Dringlichkeit:	mittel; 1:n sollte in vielen Mehrparteienhäusern zum Einsatz kommen

4.4 Abbildung von 1:n Anbindungen in GWA- und ERP-Systemen

Herausforderungen

Wie bereits in Kapitel 3.3 zum iMSys-Rollout erwähnt, umfassen viele GWA-Systeme aktuell nicht alle Funktionalitäten, die ein MSB in der Praxis zum erfolgreichen iMSys-Rollout benötigt. Ein wichtiger Aspekt, der aktuell unzureichend abgebildet ist, ist die Konfiguration von 1:n Konstrukten.

Insbesondere sind Änderungen von Konfigurationen durch den MSB in manchen Fällen nicht möglich. So kann es vorkommen, dass eine mME ausfällt und ausgetauscht werden muss. Nach ihrem Austausch muss unter Umständen die gesamte 1:n Anbindung neu konfiguriert werden. Im schlimmsten Fall muss ein neues SMGW installiert werden. Diese Probleme existieren aktuell auch im Einfamilienhaus, doch die Umsetzung von 1:n Konzepten bedeutet eine erhebliche Skalierung der Risiken und Komplexitäten. Ähnliche Herausforderungen zeigen sich auch in der Abbildung in gängigen ERP-Systemen).

Lösungsraum

Entsprechende Lösungen wurden bereits im Kapitel 3 zur Beschleunigung des iMSys-Rollouts eingeführt:

- Mehr Wettbewerb bei GWAs durch erhöhte Standardisierung der Systeme und reduzierten Lock-In Effekt (keine sich überholende Standardisierung)
- Priorisierung und Konsolidierung der Entwicklungen im Bereich iMSys mit Fokus auf den Anforderungen der 1:n Anbindungen.

Maßnahme: Priorisierte Ertüchtigung von GWA- und ERP-Systemen für 1:n Anbindung
Adressat: Anbieter von GWA- und ERP-Systemen

1:n-Konfigurationen müssen flexibel abzubilden und Änderungen ohne (hohen) manuellen Aufwand störungsfrei umzusetzen sein, damit MSB 1:n Anbindungen im Mehrparteienhaus fokussieren und skalieren.

Da dies aktuell (noch) nicht standardmäßig der Fall ist, sollten diese Funktionalitäten durch GWA- und ERP-Anbieter priorisiert auf die Roadmap genommen werden.

Relevanz:	hoch; Notwendigkeit für robuste 1:n Anbindung
Aufwand:	hoch; aufgrund hoher Komplexität
Dringlichkeit:	hoch; da 1:n zeitnah in der Masse Anwendung finden sollte

5 Über den Pflichtrollout hinaus: Argumente und Maßnahmen für eine flächendeckende Digitalisierung

Beteiligte Partner:
decarbon1ze, enercity Netz GmbH, Hochfrequenz, MINcom Smart Solutions, N-ERGIE, PeerMetering, Tibber, Zenner International

Der aktuelle iMSys-Rollout adressiert primär definierte Pflichteinbaufälle und erfasst damit nur einen Teil der Verbraucher und Erzeugungsanlagen in Deutschland. Für einen großen Anteil der Messlokationen, die außerhalb dieser Verpflichtung liegen, fehlt bislang ein klares Zielbild hinsichtlich der zukünftigen Digitalisierung der Messinfrastruktur. Sowohl die auf europäischer Ebene geplante Reform der EBM-RL als auch der Koalitionsausschuss der Bundesregierung geben eine Indikation, dass das Zielbild der Digitalisierung auch jenseits der aktuellen Pflichteinbaufälle erweitert werden soll.

In diesem Kapitel werden die Mehrwerte, die durch einen flächendeckenden Smart-Meter-Rollout erreicht werden können, erläutert. Dabei werden Anforderungen an die eingesetzte Messtechnik dargestellt, um diese Mehrwerte zu heben. Anschließend werden technische Optionen zur Digitalisierung von Nicht-Pflichteinbaufällen dargestellt und die damit verbundenen Funktionalitäten eingeordnet. Schließlich werden die aus unserer Sicht zwei möglichen Pfade zur Digitalisierung von optionalen Einbaufällen detailliert dargestellt.

Eine erste Option ist die Erweiterung des aktuellen iMSys-Rollouts auf einen deutlich breiteren Kreis an Messlokationen. Eine andere Option ist die Einführung einer Alternative zum iMSys (in der öffentlichen Debatte und im Koalitionsausschuss als „Smart Meter Light" beschrieben) für Nicht-Pflichteinbaufälle, die den aktuellen iMSys-Rollout ergänzen würde. Beide Optionen erfordern Maßnahmen, um volkswirtschaftlich zielführend umgesetzt zu werden. Diese Maßnahmen werden in Kapitel 5.3 detailliert dargestellt. Die grundlegende Entscheidung, welcher der zwei Pfade in Deutschland privilegiert werden soll, sollte möglichst schnell getroffen werden.

5.1 Vollständige Digitalisierung der Messinfrastruktur?

Eine zentrale Aufgabe des Energiesystems und der energiewirtschaftlichen Akteure ist die Koordination von Erzeugung, Verbrauch und Netzkapazitäten.

Einerseits helfen zeitlich aufgelöste Messwerte dabei, Prognosen zu verbessern und Kosten für den Erhalt der Systemstabilität verursachungsgerecht abzurechnen. Andererseits wird es mit der Energiewende und der damit verbundenen zunehmend dezentralen und volatilen Erzeugung immer wichtiger, den Verbrauch in Einklang mit der (lokalen) Erzeugung zur bringen. Dies kann über zwei Wege erfolgen:

- Direkte Steuerung von Verbrauchsanlagen durch energiewirtschaftliche Akteure.
- Anpassung des Verbrauchsverhaltens durch den Verbraucher, als Reaktion auf zeitlich differenzierte Preissignale.

Auf europäischer Ebene und in den meisten EU-Ländern waren die Transparenz bzw. die 15-Minutenscharfe Abrechnung sowie die damit verbundene Möglichkeit, Anpassungen des Verbrauchsverhaltens durch Preissignale anzureizen, zentrale Treiber des Smart-Meter-Rollouts. In Deutschland ist dagegen bislang die direkte Dimmung von Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen durch den Netzbetreiber der zentrale Rollout-Treiber, was in der aktuellen Definition der Pflichteinbaufälle zu erkennen ist.

Im Folgenden werden Vorteile eines flächendeckenden Rollouts aus Sicht unterschiedlicher Akteure sowie deren Anforderungen an die Daten dargestellt.

5.1.1 Systemperspektive – Flexibilitäten heben und Innovation fördern

Ein flächendeckender Rollout würde die Eintrittshürde für flexibilitätsbezogene Produkte deutlich reduzieren und somit ihren Hochlauf beschleunigen. Aktuell müssen Kund:innen, die eine Wärmepumpe oder ein Elektrofahrzeug kaufen, erst auf die Installation eines iMSys warten, bevor sie beispielsweise von **einem dynamischen Tarif profitieren** können. Die frühzeitige Ausstattung kostet dabei in der Regel zusätzlich Geld.

Dies hat zwei negative Konsequenzen. Einerseits reduziert dies aktuell die Attraktivität der Investition in Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge. Andererseits werden dadurch größere Verbraucher monate-, wenn nicht jahrelang bis zur Installation eines iMSys auf Basis statischer Tarife betrieben. Bei einem flächendeckenden Rollout wären Smart Meter als Infrastruktur bereits vorhanden und dynamische Tarife wären sofort verfügbar.

Aktuell lohnen sich die Mehrkosten, die Kund:innen beim Wechsel zu einem iMSys zahlen müssen, in der Regel nur dann, wenn ein wesentlicher Anteil des Jahresverbrauchs flexibel ist und somit durch dynamische Tarife wesentliche Kostenersparnisse möglich sind. Ein flächendeckender Smart-Meter-Rollout würde auch kleineren Verbraucher:innen die Möglichkeit geben, ihr Verbrauchsverhalten zu flexibilisieren und somit ihre Stromrechnung zu reduzieren. Zwar sind aus Systemperspektive die bereits vom Pflichtrollout abgedeckten Kundengruppen die relevantesten, doch auch kleine Haushalte können mit ihren „Mikro-Flexibilitäten" (Waschmaschine, Trockner, Spülmaschine) in Summe einen Beitrag leisten (Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), 2025). Auch für kleine Verbrauchergruppen, etwa im Mehrparteienhaus, könnten dynamische Tarife in Kombination mit kleinen Speichern zu reduzierten Stromkosten führen. Die Summe vieler flexibler Haushalte wäre auch aus Systemperspektive relevant.

5.1.2 Perspektive der Netzbetreiber

Netzbetreiber tragen heute Kosten- und Mengenrisiken aus der Differenzbilanzierung, da Standardlastprofile das tatsächliche Verbrauchs- und Einspeiseverhalten nur näherungsweise abbilden. Mit der zunehmenden Verbreitung von Ladeeinrichtungen, Heimspeichern und PV-Anlagen steigen diese Abweichungen tendenziell an.

Durch Smart Metering und eine Bilanzierung auf Basis viertelstundenscharfer Messwerte wird der Lastprofilfehler deutlich reduziert. Dadurch sinkt das Risiko im Differenzbilanzaggregat des Netzbetreibers, während die Verantwortung für Prognose und Ausgleich der Energiemengen stärker auf Lieferanten bzw. Bilanzkreisverantwortliche übergeht. Diese werden somit incentiviert, Verbrauch, Erzeugung und Flexibilitäten innerhalb ihrer Bilanzkreise zu koordinieren.

Insbesondere Balkonkraftwerke und kleine Batterien werden bei Skalierung zu erheblichen Abweichungen vom Standardlastprofil (SLP) führen, fallen heute jedoch nicht unter den Pflichteinbau und können von Netzbetreibern somit nicht berücksichtigt werden.

Darüber hinaus ermöglicht ein flächendeckender Smart-Meter-Rollout eine verbesserte Netzbeobachtung sowie Optionen für zeitvariable oder dynamische Netzentgelte und Kapazitätspreise für alle Netznutzenden, die zu einer netzdienlichen Anpassung des Verbrauchsverhaltens führen können.

Die Fernauslesbarkeit von Smart Metern schafft im Vergleich zum Status quo bei Ferraris-Zähler und mMEs **systemische Effizienzgewinne**, etwa im Kontext von Stichtagsablesungen. Anwendungen wie die Berechnung von Konzessionsabgaben könnten auf Basis tatsächlicher Messwerte erfolgen, wodurch überschlägige Prognosen und nachträgliche Korrekturen entfallen. Voraussetzung für die Realisierung der meisten Mehrwerte (Ausnahme Stichtagsablesungen) ist die Erhebung von Messwerten in einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten sowie deren regelmäßige – idealerweise tägliche oder bedarfsorientierte – Fernauslesung.

5.1.3 Perspektive der Messstellenbetreiber

Auch für MSB ergeben sich durch eine flächendeckende Digitalisierung wesentliche Vorteile. Ein zentraler Aspekt ist die **Reduktion operativer Kosten durch Fernauslesbarkeit**. Analoge Ableseprozesse mit Ablesekarten könnten entfallen. Insbesondere bei anlassbezogenen Ablesungen – etwa bei Umzügen, Lieferantenwechseln oder unterjährigen Änderungen bei Einspeisern – könnten manuelle Prozesse deutlich reduziert werden. Ein wesentlicher Vorteil liegt somit in der **stärkeren Automatisierung der Prozesse**. Eine flächendeckende Ausstattung mit Smart Metern bildet die Grundlage für eine weitgehende Digitalisierung der Geschäftsprozesse im Messstellenbetrieb, wodurch manuelle Eingriffe und Fehlerquellen reduziert werden.

Zudem ermöglicht die kontinuierliche Datenverfügbarkeit eine **frühzeitigere Erkennung von Geräteausfällen oder Messfehlern**. Dadurch lassen sich Zählwertlücken und die damit verbundenen aufwändigen Korrekturprozesse deutlich verringern. Auch Prozesse wie **Plausibilisierung und Ersatzwertbildung** werden durch die Verfügbarkeit regelmäßiger Messwerte – insbesondere auf Tagesbasis – deutlich vereinfacht. Für die Hebung dieser Mehrwerte ist es erforderlich, dass Messwerte mindestens einmal täglich bzw. anlassbezogen fernausgelesen werden können.

5.1.4 Perspektive der Stromlieferanten

Wenngleich der Full-Rollout die Hürden für den Einstieg in innovative Dienstleistungsmodelle wie dynamische Tarife oder die Bewirtschaftung von Flexibilitäten senkt geht die Umstellung auf die Bilanzierung

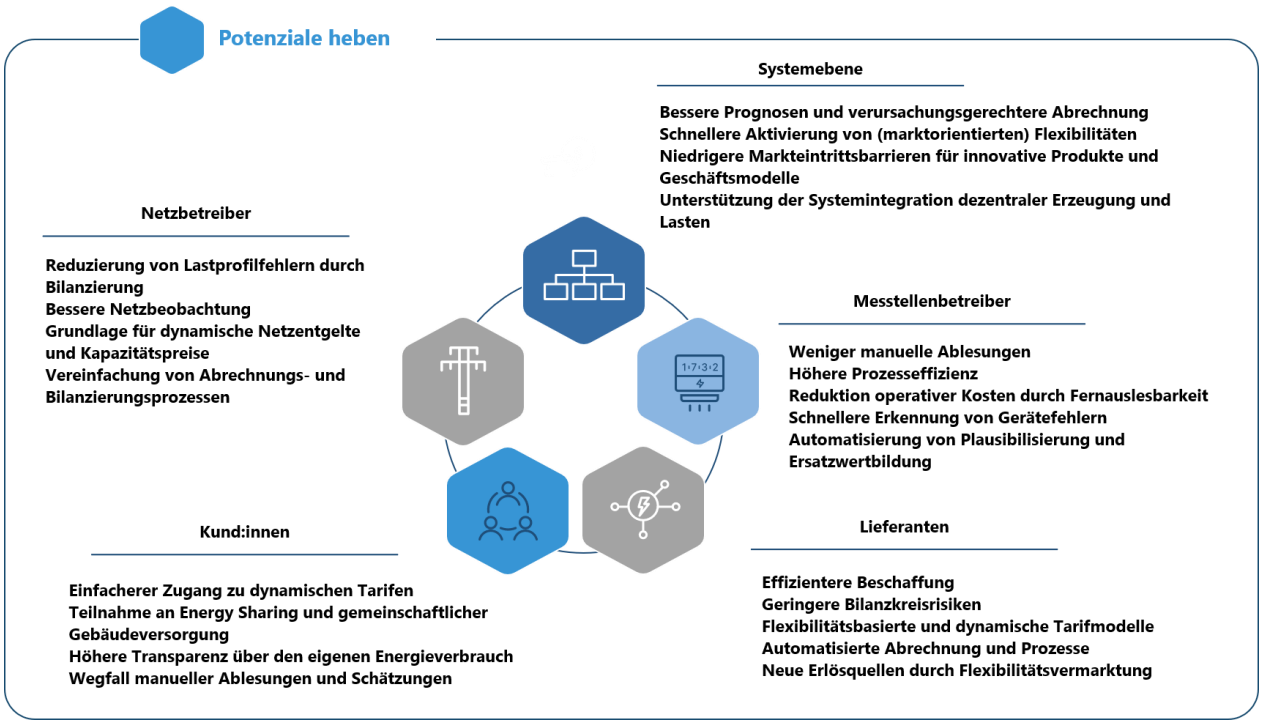

Abbildung 8: Potenziale über den Pflichtrollout hinaus aus der Perspektive verschiedener Akteure

nach Werten statt nach SLP mit einer Verlagerung von wirtschaftlichen Risiken auf den Lieferanten einher, wie im Abschnitt zur Perspektive der Netzbetreiber erläutert. Gerade bei integrierten EVU stehen sich dabei die Vorteile eines Full-Rollouts im Netzbetrieb und die Nachteile im Vertrieb gegenüber. Dieses Spannungsfeld gilt es sowohl aus Verbraucherschutzperspektive als auch bei der Ausgestaltung der regulatorischen Rahmenbedingungen zu beachten.

5.1.5 Perspektive von Bürger:innen und Kund:innen

Für Kund:innen würde ein flächendeckender Rollout die Teilhabe am Energiesystem und an der Energiewende deutlich vereinfachen. So würde der Einstieg in innovative Modelle wie dynamische Tarife, die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung oder Energy Sharing erleichtert. Darüber hinaus ermöglicht der direkte Zugriff auf eigene Verbrauchsdaten eine höhere Transparenz über den Stromverbrauch und schafft die Grundlage für dessen Optimierung, beispielsweise durch Energiemanagementsysteme oder weitere digitale Energiedienstleistungen. Auch die Teilnahme an neuen Marktmodellen, etwa durch die Vermarktung von Flexibilitäten aus Batteriespeichern, Elektrofahrzeugen oder PV-Anlagen, kann dadurch erleichtert werden. Durch den Wegfall manueller Ablesungen sowie der damit verbundenen Schätzungen, Korrekturen und möglichen Nachzahlungen ergeben sich weitere Vorteile für Kund:innen.

Hinzu kommen die gesamtsystemischen Vorteile einer beschleunigten Transformation des Energiesystems mit den daraus folgenden positiven Effekten für die Dekarbonisierung und den Klimaschutz sowie die volkswirtschaftlichen Vorteile reduzierter Gesamtsystemkosten, die auch für Haushalte ohne eigene flexible Anlagen und ohne dynamischen Tarif zu niedrigeren Stromkosten führen.

Gleichzeitig sind mögliche Nachteile aus Sicht der Verbraucher:innen zu berücksichtigen. Insbesondere können durch den Wechsel der Messinfrastruktur zusätzliche Kosten entstehen. Zudem bestehen bei Teilen der Bevölkerung weiterhin Vorbehalte hinsichtlich Datenschutz und Datensicherheit. Für eine hohe Akzeptanz des Rollouts sind daher transparente Kommunikation, verständliche Informationen zum Umgang mit den erhobenen Daten sowie ein nachvollziehbares Verhältnis zwischen Kosten und Nutzen von zentraler Bedeutung.

5.1.6 Fazit

Ein flächendeckender Smart-Meter-Rollout bietet somit sowohl aus Perspektive des Energiesystems, der unterschiedlichen Marktakteure als auch der Kund:innen erhebliche Vorteile. Voraussetzung zur Realisierung der meisten Vorteile ist, dass die Smart-Meter-Infrastruktur Viertelstundenwerte bereitstellen kann.

Eine weitere Voraussetzung ist, dass der flächendeckende Rollout nicht mit unverhältnismäßigen Erhöhungen der Kosten des Messstellenbetriebs

verbunden ist, weder direkt für Kund:innen, noch für VNB, da sich diese Kosten sonst indirekt in Form erhöhter Netzentgelte negativ auf Kund:innen auswirken.

5.2 Anforderungen an ein Smart Meter zur Digitalisierung optionaler Einbaufälle

Aus den oben genannten Mehrwerten einer flächendeckenden Digitalisierung lassen sich Anforderungen an ein Smart Meter für optionale Einbaufälle ableiten: Im Kern sollten fernauslesbare Zähler installiert werden, die (bspw. täglich) 15-Minuten-Werte liefern. Ein flächendeckender Rollout bettet sich jedoch in einen breiteren Kontext ein, wodurch weitere Anforderungen entstehen, die folgend erläutert werden.

5.2.1 Anforderungen der EU an Smart Meter

Die Digitalisierung jenseits der aktuell definierten Pflichteinbaufälle sollte das Ziel verfolgen, die von der EU geplanten Ausbauziele zu erfüllen. Smart Meter, die zur Digitalisierung optionaler Einbaufälle eingesetzt werden, sollten somit auch die EU-Anforderungen erfüllen. Diese sind insbesondere in Artikel 20 der Richtlinie 2019/944 definiert.

Smart Meter müssen demnach mindestens:

- Validierte 15-Minuten-Werte (Verbrauch und Einspeisung) für energiewirtschaftliche Akteure bereitstellen – zum Zweck der Bilanzierung und der Abrechnung zeitvariabler und dynamischer Tarife.
- Nicht validierte Messwerte sollten an einer lokalen Schnittstelle oder über ein Internet-Portal in quasi-Echtzeit für den Kunden ohne Mehrkosten verfügbar sein.
- Die Sicherheit der Smart Meter und der Datenkommunikation soll „gemäß den einschlägigen Rechtsvorschriften der Union im Bereich der Sicherheit unter gebührender Berücksichtigung der besten verfügbaren Techniken für die Sicherstellung eines Höchstmaßes an Cybersicherheit und unter gleichzeitiger Berücksichtigung der Kosten und des Grundsatzes der Verhältnismäßigkeit gewährleistet" werden. Relevant ist dabei insbesondere der Cyber Resilience Act (CRA), der die delegierte Verordnung zur Funkanlagenrichtlinie (RED-DA) ablösen wird.
- „Der Schutz der Privatsphäre und der Daten der Endkunden erfolgt gemäß den einschlägigen Vorschriften der Union über den Datenschutz und den Schutz der Privatsphäre". Relevant ist dabei die DSGVO, die insbesondere Prinzipien des „Privacy by Design" und „Privacy by Default" vorschreiben.
- Schließlich muss der Zähler, mit dem die Messwerte zum Zweck der Abrechnung erhoben werden, der europäischen Messgeräterichtlinie (MID) entsprechen.

Exkurs zu „validierten" Werten

Bevor Messwerte zum Zweck der **Abrechnung und Bilanzierung** eingesetzt werden, müssen sie „validiert" werden. Schritte der Validierung sind insbesondere:

- Vollständigkeitsprüfung
- Plausibilitätsprüfung
- Erkennen von Kommunikationsfehlern
- Ersatzwertbildung bei fehlenden Daten

„Nicht-validierte" Daten sind Rohdaten aus dem Zähler, die beispielsweise von einem EMS verwendet werden, aber nicht zur Abrechnung und Bilanzierung benutzt werden dürfen.

5.2.2 Anforderungen aus dem deutschen Rahmen

Der deutsche Rechtsrahmen erlaubt aktuell nur intelligente Messsysteme, die den Anforderungen nach §§ 21-22 MsbG entsprechen, zur Erhebung von 15-Minuten-Messwerten zum Zweck der Abrechnung und Bilanzierung. Diese Anforderungen übertreffen die EU-Anforderungen teils deutlich.

Der Koalitionsausschuss öffnet nun die Möglichkeit für Alternativen zum iMSys bei Nicht-Pflichteinbaufällen mit einem reduzierten Funktions- und Anforderungsumfang. Selbst bei einer Lockerung der nationalen Anforderungen an ein Smart Meter müsste ein solches „Smart Meter Light" mindestens die EU-Anforderungen erfüllen und zusätzlich weitere relevante nationale Rahmenbedingungen berücksichtigen.

Ein „Smart Meter Light" müsste das deutsche Eichwesen (bestehend aus Mess- und Eichgesetz, Mess- und Eichverordnung und PTB-A 50.7 (Physikalisch-Technische Bundesanstalt, 2002)) erfüllen, welches für alle abrechnungsrelevanten Messungen gilt. Dieses schreibt insbesondere vor, dass jeder Messwert zeitgestempelt ist. Ein „Smart Meter Light" müsste somit mit einer Lösung zur genauen Zeitführung ausgestattet sein.

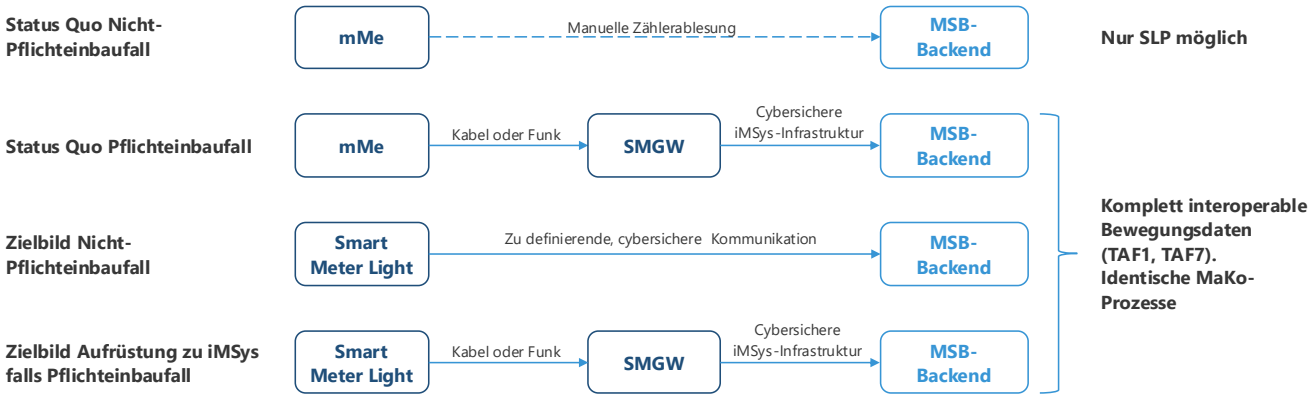

Abbildung 9: Darstellung der unterschiedlichen Konfigurationen im Messwesen bei Einführung eines "Smart Meter Lights". Ab dem MSB Backend sollten alle Systeme wie im Status Quo weiterbetrieben werden können.

Außerdem schreibt der deutsche Rechtsrahmen eine iMSys-Pflicht für alle in § 29 MsbG definierten Kundengruppen vor. Es muss somit berücksichtigt werden, dass Kund:innen, die aktuell nicht Teil des Pflicht-Rollouts sind, dies zu einem späteren Zeitpunkt durchaus werden können. Ein „Smart Meter Light" sollte entsprechend möglichst einfach zu einem iMSys aufrüstbar sein, um Doppelinvestitionen zu vermeiden.

Schließlich wurden bereits in der Marktkommunikation Prozesse zum Austausch von Daten aus Smart Metern aufgebaut. Bei Einführung eines „Smart Meter Light" müsste darauf geachtet werden, dass Bewegungsdaten wie Lastgänge, Zählerstände und Energiewerte aus Smart Meter Light und iMSys interoperabel sind und keine Parallelinfrastrukturen oder Parallelprozesse aufgebaut werden.

Das Zusammenspiel zwischen iMSys und einem möglichen Smart Meter Light wird in Abbildung 9 dargestellt.

5.2.3 Mögliche Vereinfachungen im Vergleich zu iMSys-Pflichteinbaufällen

Im Vergleich zu iMSys-Pflichteinbaufällen kann bei der Digitalisierung derzeitig optionaler Einbaufälle auf die Steuerbarkeit einzelner Assets verzichtet werden. Mit Blick auf EU-Anforderungen müssen die Funktionen des iMSys zur Netzzustandsdatenerfassung (TAF10) ebenfalls nicht flächendeckend ausgerollt werden.

Die EU-weiten Anforderungen an Cybersicherheit werden durch das iMSys - gerade aufgrund der vorgenannten Funktionalitäten - bewusst übererfüllt. Für die optionalen Fälle ohne diesen Bedarf darf angenommen werden, dass ein Sicherheitsniveau auf EU-Standard auch für Deutschland angemessen wäre.

5.2.4 Fazit – Anforderungen an ein Smart Meter für derzeitig optionale Einbaufälle

Ein Smart Meter für Kund:innen außerhalb der aktuellen Pflichteinbaufälle sollte somit folgende Anforderungen erfüllen.

Funktionale Anforderungen

- Bereitstellung von 15-Minuten-Werten – in der MaKo direkt als TAF7-Daten einsetzbar
- Datensparsame Auslesung als Option auf Kundenwunsch (Datenschutz) - in der MaKo direkt als TAF1-Daten einsetzbar
- Lokale Schnittstelle zur Bereitstellung von Quasi-Echtzeitdaten
- Interoperabilität mit dem SMGW zur Nachrüstbarkeit zum iMSys

Konformität mit dem deutschen Eichwesen

- Lösung zur synchronisierten Zeitstempelung
- Signatur der Datensätze

Cybersicherheit

- Angemessenes Niveau an Cybersicherheit, um den Anforderungen des CRA und des RED-Delegated Act gerecht zu werden. Entsprechend Möglichkeit, Firmware-Updates durchzuführen.
- Kommunikation und Verschlüsselung nach etablierten Standards, die Integrität, Authentizität und Vertraulichkeit der Messdaten garantieren.

Die Erfüllung des Eichwesens setzt dabei die Umsetzung von zahlreichen Lösungen im Bereich **Cybersecurity** voraus – unter anderem die gesicherte Anzeige, Langzeitspeicherung oder den Schutz vor Manipulation.

Es sollte geprüft werden, inwiefern zusätzlich Anforderungen erfüllt werden müssen.

5.2.5 Optionen und Maßnahmen zur Digitalisierung optionaler Einbaufälle

Zur Umsetzung eines Full-Rollouts sind zwei grundlegende Fragen zu klären:

1. **Was soll ausgerollt werden?**

Aus unserer Sicht kommen hier im Wesentlichen zwei Pfade in Frage: Ein flächendeckender Rollout mit iMSys oder ein Rollout bestehend aus einer Kombination aus iMSys und alternativen Lösungen.

2. **Welche Maßnahmen sind zur Umsetzung dieses Pfades notwendig?**

Unabhängig von der gewählten technischen Lösung ist die Erweiterung des Rollouts und die Erfüllung der geplanten EU-Quoten nur unter den richtigen technischen, regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen möglich. In beiden Fällen sind entsprechende Maßnahmen notwendig.

Im Folgenden werden die beiden Pfade „Ausweitung des iMSys-Rollouts" und „Einführung von Alternativen zum iMSys" detailliert vorgestellt. Wichtige Rahmenbedingungen und Optionen bzw. notwendige Maßnahmen zur Umsetzung des Rollouts im jeweiligen Pfad werden dabei vorgestellt.

5.2.6 Pfad A: Ausweitung des iMSys-Rollouts

Ein erster Pfad wäre, den iMSys-Rollout deutlich über die heutigen Pflichteinbaufälle hinaus auszuweiten. Hierfür müsste das MsbG novelliert und die heutige Definition der Pflichteinbaufälle substanziell erweitert werden.

Eine wichtige Rahmenbedingung ist dabei, dass sich die Mehrheit der optionalen Einbaufälle in Mehrparteienhäusern befindet. Der 1:n-Ansatz bietet in dieser Hinsicht einen Hebel, um den Rollout auszuweiten und die vorgesehenen EU-Quoten zu erfüllen.

Ein solcher Ansatz würde auf den bestehenden regulatorischen und technischen Rolloutpfad aufsetzen und den Vorteil eines einheitlichen Zielsystems mit sich bringen. Es bestehen jedoch rationale Bedenken, dass diese Lösung volkswirtschaftlich nur eingeschränkt überzeugend ist. Der BMWK-Digitalisierungsbericht 2024, wie auch alle vorherigen Kosten-Nutzen-Analysen, kommen zu dem Ergebnis, dass kein verpflichtender Vollrollout aller Messstellen vorzugswürdig ist, sondern ein optimierter, systemorientierter Rollout, und dies trotz Berücksichtigung des Potenzials von 1:n Anbindungen.

Die Kosten für Einbau und Betrieb eines iMSys werden dort mit rund 80–155 € netto pro Jahr beziffert. Trotz angepasster Preisobergrenzen verbleibt eine strukturelle Unterdeckung von rund 21–39 %, die durch eine Erweiterung des Rollouts auf kleinere Verbraucher:innen mit geringeren Preisobergrenze (60€/Jahr/Kund:in Brutto) potenziell noch verschärft würde.

Eine flächendeckende Ausweitung des iMSys-Rollouts setzt also erst eine deutliche Reduktion der Kosten voraus.

Mögliches Vorgehen bei einer Ausweitung des iMSys-Rollouts

Das MsbG novellieren und den Kreis der Pflichteinbaufälle erweitern: Wenn Deutschland die 75 %-Schwelle bis 2033 im Wesentlichen über das iMSys erreichen soll, reicht der heutige Pflichtkatalog nicht aus. Erforderlich wäre daher eine gesetzliche Ausweitung der Einbaufälle auf zusätzliche Kund:innengruppen.

Den Rollout in Mehrparteienhäusern gezielt skalieren: Insbesondere in Mehrparteienhäusern sollten Konzepte geprüft und weiterentwickelt werden, mit welchen Einbau, Betrieb und Migrationsfähigkeit effizienter organisiert werden können. Denkbar wäre insbesondere, dass Mehrparteienhäuser verpflichtend mit einem iMSys ausgestattet werden müssen (Erweiterung der Pflichteinbaufälle), da somit schnell hohe Ausbauzahlen erreicht werden könnten. Diese Verpflichtung sollte jedoch erst dann greifen, wenn die Systeme und Prozesse auch dafür ausgelegt sind (siehe Kapitel 4 und nächster Punkt), da sonst erhebliche Mehrkosten verursacht würden. Dies gilt auch für jede andere Erweiterung der Pflichteinbaufälle.

Maßnahme, Pfad A: Anpassung der Definition von Pflichteinbaufällen im MsbG
Adressat: Politik

Die Messpunkte, die unter die Pflichteinbaufälle fallen, müssten im MsbG angepasst werden, wobei insbesondere Mehrparteienhäuser zu berücksichtigen sind.

Relevanz:	hoch; großer Impact auf Rollout-Beschleunigung
Aufwand:	hoch
Dringlichkeit:	sehr hoch; um aktuellen Rollout effizient zu reorganisieren

Organisatorische Fragen beim iMSys-Rollout im Mehrparteienhaus klären
Der iMSys-Rollout kann nur unter Einbezug des 1:n-Ansatzes wirtschaftlich tragfähig sein. Dies setzt jedoch voraus, dass alle Parteien im Haus gleichzeitig für diesen Einbau verfügbar sind. Im Fall eines einzigen Besitzers mit n Mietern, beispielsweise in der Wohnungswirtschaft, sollte dies gegeben sein. Im Fall eines Gebäudes mit unterschiedlichen Wohnungsbesitzern stellen sich jedoch neue organisatorische Herausforderungen.

Zudem stellt sich die Frage des Umgangs mit dem Auswahlrecht des Anschlussnutzers nach § 5 MsbG bei Gebäuden mit mehreren Wohnungseigentümern. Bei 1:n Anbindungen müssen alle Endkund:innen den gleichen MSB beauftragen. Entscheidet sich eine der Kund:innen für einen anderen MSB, muss für diese ein neues SMGW installiert werden, wodurch die systemischen Mehrwerte von 1:n deutlich reduziert werden würden. Im Fall von Gebäuden mit einem Eigentümer löst § 6 MsbG hingegen bereits diese Herausforderung.

Den iMSys-Rolloutprozess auf einen breiteren Ausbau ausrichten: Ein ausgeweiteter Pflichtrollout würde zusätzliche Anforderungen an Lieferketten, Montagekapazitäten, Backend-Systeme, Steuerungseinrichtungen und Betriebsprozesse erzeugen. Diese müssten frühzeitig in der Rolloutplanung berücksichtigt werden. Entscheidungen bei den Investitionen in Kommunikationsnetze (450 MHz, BPL) sind stark von den Ausbauzielen abhängig. Außerdem sollten voraussichtlich alle beteiligte Parteien (insbesondere SMGW-Hersteller und GWA, in Abstimmung mit dem Gesetzgeber) anstehende Entwicklungen neu priorisieren.

Maßnahme, Pfad A: Anpassung des Rolloutprozess auf großzahligeren Zubau
Adressat: Gerätehersteller, MSBs, GWAs, evtl. Politik

Die Skalierung des iMSys Rollouts muss durch alle in den Rollout involvierten Akteure in die weitere Planung einbezogen werden. Bei Engpässen sollte eine enge Abstimmung mit der Politik erfolgen, um gegebenenfalls Anforderungen zu priorisieren.

Relevanz:	hoch; Vermeidung von Engpässen
Aufwand:	hoch; aktuell bereits ausgelastete Ressourcen
Dringlichkeit:	hoch

Die stetige Weiterentwicklung des iMSys, wie sie aktuell stattfindet (etwa im Steuerungsrollout), ist mit Blick auf Anforderungen des Energiesystems und insbesondere des Verteilnetzes berechtigt. Gleichzeitig wurden jedoch die Effizienz, Robustheit und Skalierbarkeit der bestehenden Systeme bislang häufig nachrangig behandelt. Die Folge sind vergleichsweise hohe Fehlerquoten, aufwendige Prozesse und zusätzliche Kosten. Solange sich der Rollout überwiegend auf die gesetzlich vorgegebenen Einbaufälle konzentriert, können diese Ineffizienzen teilweise in Kauf genommen werden. Wird der Rollout jedoch auf weitere Kund:innengruppen ausgeweitet, skalieren auch die bestehenden Schwächen der Systeme und Prozesse – und damit die entstehenden Mehrkosten. Soll perspektivisch ein flächendeckender iMSys-Rollout umgesetzt werden, sollten daher alle Beteiligten ihre **Ressourcen zunächst auf die Konsolidierung und Skalierungsfähigkeit der zentralen Rollout-Prozesse fokussieren**. Dazu gehört insbesondere die konsequente Ausrichtung auf effiziente 1:n-Konzepte, die für einen wirtschaftlichen Rollout im Mehrfamilienhaus entscheidend sind.

Die volkswirtschaftliche Tragfähigkeit eines breiteren iMSys-Rollouts erneut bewerten: Durch die Umsetzung der in Kapitel 3 und 4 genannten Maßnahmen ist denkbar, dass der Betrieb eines iMSys im Mehrparteienhaus aus Sicht des MSBs mit 60 €/Jahr und pro Kund:in wirtschaftlich abbildbar ist. Dies sollte jedoch vor der Erweiterung des Rollouts geprüft werden, da das Risiko einer strukturellen Unterdeckung bei den MSBs zum aktuellen Zeitpunkt nicht ausgeschlossen werden kann. Diese 60 € setzen sich außerdem aus zwei Anteilen zusammen: 30 €/Jahr zahlt die Kund:in und 30 €/Jahr der Netzbetreiber. Vor einer Ausweitung des iMSys-Rollouts ist die Frage zu klären, ob der marginale Nutzen neu installierter iMSys jenseits der aktuellen Pflichteinbaufälle aus VNB-Perspektive tatsächlich 30 €/Jahr wert ist. Dieser Wert wurde im aktuellen MsbG unter der Annahme eines Teilrollouts festgelegt und es besteht ein hohes Risiko, dass der iMSys-Rollout über die allgemeinen Netzentgelte querfinanziert und somit zu einer Erhöhung der Stromkosten in Deutschland führen würde.

Als Alternative könnte entschieden werden, den iMSys-Rollout als Infrastrukturprojekt zu subventionieren. Dies könnte insbesondere im Kontext der Förderung von Ladestationen im Mehrparteienhaus kohärent erscheinen, da die Ladeinfrastruktur ohnehin nur in Kombination mit einem iMSys ausgerollt werden kann. Dabei bleibt jedoch die Frage der Finanzierung der jährlichen Betriebskosten offen.

Maßnahme, Pfad A: Bewertung der volkswirtschaftlichen Tragfähigkeit
Adressat: Politik

Die Finanzierung des erweiterten iMSys-Rollouts mit den bestehenden Preisobergrenzen sollte kritisch geprüft werden. Neben der MSB-Perspektive sollte dabei auch die Zahlung durch VNB auf deren Angemessenheit geprüft werden.

Relevanz: hoch; sonst Unterdeckung bei MSBs oder erhöhte Netzentgelte möglich
Aufwand: mittel
Dringlichkeit: sehr hoch; die neue Rollout-Strategie sollte auf dieser Basis entschieden werden.

5.2.7 Pfad B: Einführung von Alternativen zum iMSys für optionale Einbaufälle

Der Koalitionsausschuss öffnet die Tür für Alternativen zum iMSys bei optionalen Einbaufällen. Ein solches „Smart Meter Light" soll, so der Koalitionsausschuss, eine „kostengünstige und cybersichere" Alternative zum iMSys für optionale Einbaufälle sein, zum Zweck der Optimierung des individuellen Stromverbrauchs.

Im Gegensatz zum iMSys und zum 1:n-Ansatz ist dieses „Smart Meter Light" bislang kein konkretes Gerät, sondern ein Konzept. Der mögliche Mehrwert dieses Ansatzes liegt in reduzierten Kosten im Vergleich zum iMSys, die durch einen reduzierten Funktionsumfang ermöglicht werden könnten. In der Branche werden Kosten von etwa 30-40 €/Jahr/Kunde genannt.

Der nächste unmittelbare Schritt in der Branche wird die Entwicklung von konkreten technischen Lösungen sein, die als „Smart Meter Light" fungieren können. Vorformen bzw. Anknüpfungspunkte zur Entwicklung eines „Smart Meter Lights" werden in Tabelle 2 vorgestellt.

Die aus unserer Sicht wichtigste Rahmenbedingung ist dabei folgende: Die Expertise aus anderen Sparten und anderen Ländern macht es sehr wahrscheinlich, dass innerhalb kurzer Zeit nach der Definition von Anforderungen an ein „Smart Meter Light" und der Schaffung stabiler regulatorischer Rahmenbedingungen auch Geräte verfügbar sein können. Dies setzt jedoch voraus, dass rasch die richtigen Rahmenbedingungen gesetzt werden. Im Folgenden werden die dafür notwendigen Maßnahmen sowie die relevanten Rahmenbedingungen zur Entscheidung dargestellt.

Mögliches Vorgehen bei einer Einführung von Alternativen zum iMSys für optionale Einbaufälle

Klare Definition des Zusammenspiels zwischen iMSys und „Smart Meter Light"

Falls ein „Smart Meter Light" erlaubt werden sollte, muss so früh und so klar wie möglich kommuniziert werden, dass dies den Pflicht-Rollout nicht in Frage stellt und dass das „Smart Meter Light" lediglich als zusätzliche Option für optionale Einbaufälle erlaubt wird. Es sollte jedem MSB die Wahl überlassen bleiben, die aktuell optionalen Einbaufälle mit iMSys oder „Smart Meter Light" auszustatten.

Tabelle 2: Überblick der Technologien, die aktuell häufig unter dem Begriff "Smart Meter Light" verstanden werden

	Technische Umsetzung	Zentraler Mehrwert	Kosten (Angaben der Branche)	Hürden / Klärungsbedarf
mME mit internem Kommunikationsmodul („Smarte mME")	• mME mit integrierter Uhr und Zeitstempelung • Integriertes Kommunikationsmodul (z.B. LPWAN, LTE, BPL, Kunden-WLAN...) • Erhebung und Übermittlung von 15-Minuten Werten (TAF7)	• 15-Min.-Werte; dynamische Tarife und wertbasierte Prozesse möglich • potenziell EU-Smart-Meter-konform • Upgrade auf iMSys möglich	ca. **30-40 €/a** möglich	• Zur Erfüllung der EU-Smart-Meter-Definition ist eine Update-Fähigkeit notwendig (bilaterale Kommunikation) • Lokale Schnittstelle für den Kunden zu klären • Genaues technisches Konzept zur Konformität mit Eichwesen, sowie zu erfüllende Cybersecurity-Anforderungen zu klären
Bestands mME + externes Kommunikations-Modul („optischer Lesekopf")	• Externes Kommunikationsmodul wird an der optischen Schnittstelle (oder LMN-Schnittstelle) der mME angedockt • Kommunikation der Werte an Marktakteure (im Status Quo in der Regel Lieferant), sowie ggf. an das HEMS, z.B. via Kunden-WLAN • In gewissen Fällen von der mME mit Strom versorgt, meistens aber mit Batterie	• Quasi-Echtzeitdaten für Visualisierung, Eigenoptimierung und HEMS; • Einfache Installation -> Nachrüstung bestehender mME möglich, ggf. durch den Kunden selbst • Kompatibilität mit iMSys gegeben	Für optische Leseköpfe aktuell ca. **100 € einmalig** + Batteriewechsel (+ Preis mME)	• Konformität des Gesamt-Konstrukts mME + Lesekopf mit Eichwesen zu klären • Zeitstempelung in Lesekopf notwendig? • Verplombung des Kommunikations-moduls mit der mME? • Abhängigkeit von Kunden für Batteriewechsel -> Umgang mit fehlenden Messwerten und geteilten Verantwortungen • Kompatibilität mit EU-Anforderungen und mit Cybersecurity Anforderungen zu klären
Smart Meter anderer EU-Länder	• Nutzung einfacherer europäischer Smart-Meter-Technologien außerhalb der deutschen iMSys-Architektur	• Bereits kommerziell verfügbare Geräte, garantiert konform mit den EU-Anforderungen • Geringere Kosten durch hohe Stückzahlen in der EU	Ca. **30-40€/a** möglich	• Interoperabilität mit iMSys und Frage der Nachrüstung bei Pflichteinbaufällen zu klären.

Maßnahme, Pfad B: Klare Vorgaben der Systemlandschaft
Adressat: Politik

Das „Smart Meter Light" muss klar als Ergänzung zum iMSys-Rollout für Endkunden außerhalb des aktuellen Pflichteinbaus zugelassen werden. Jedem MSB muss die Wahl bleiben, die aktuell optionalen Einbaufälle mit iMSys oder „Smart Meter Light" auszustatten.

Relevanz: sehr hoch; Investitionssicherheit
Aufwand: gering
Dringlichkeit: sehr hoch; Beschleunigung des Rollouts

Frühzeitige Definition der Anforderungen an ein „Smart Meter Light"

Dieses Papier bietet bereits Ansatzpunkte zur Definition der Anforderungen an ein Smart Meter für optionale Einbaufälle. Insbesondere im Bereich Datenschutz und Cybersecurity werden jedoch Entscheidungen zum angemessenen Schutzniveau für ein solches System getroffen werden müssen.

Dabei sollten insbesondere Anforderungen aus dem europäischen Rechtsrahmen (CRA und DSGVO) und dem deutschen Eichwesen herangezogen werden. Die Umsetzung könnte mittels bewährter Web-Technologien wie TLS erfolgen.

Abwägung der Notwendigkeit einer Zertifizierung

Die Definition von technischen Richtlinien und die entsprechende Zertifizierung von iMSys hat in Deutschland mehrere Jahre gedauert. Sollten beim „Smart Meter Light" auf Grund des geringeren Sicherheitsrisikos geringere Anforderungen definiert werden, sollte überlegt werden, inwiefern verbindliche Mindestspezifikationen und rechtsverbindliche Herstellererklärungen, wie sie bei anderen CE-Geräten üblich sind, ausreichen könnten. Dies hätte auch den Vorteil, dass zum Beispiel die Interoperabilität der Bewegungsdaten vorgeschrieben werden, jedoch ein gewisser Freiheitsgrad bei der technischen Implementierung bleiben könnte.

Ein Verzicht auf eine Zertifizierung ist eine Voraussetzung, damit dieser Pfad realistisch einen Beitrag zur Erfüllung der EU-Quoten leisten kann. Bei einer Zertifizierung analog zum iMSys werden erste Geräte realistisch nicht vor 2029 oder 2030 installiert.

Maßnahme, Pfad B: Angemessene, zügige Festlegung von Rahmenbedingungen für ein „Smart Meter Light"
Adressat: Politik

Die Anforderungen an ein „Smart Meter Light" müssen schnellstmöglich definiert werden, um zügig in die Umsetzung zu kommen. Mit Hinblick auf die erforderliche Kaskade sollten spätestens im 1. Quartal 2027 die Anforderungen an ein „Smart Meter Light" definiert und insbesondere die Notwendigkeit einer Zertifizierung geklärt sein. Dabei sollte genau abgewogen werden, welche Anforderungen insbesondere hinsichtlich Sicherheit für den zu implementierenden Funktionsumfang erforderlich sind. Darauffolgend muss der Rechtsrahmen im Jahr 2027 angepasst werden, sodass die ersten Geräte Ende 2027 / Anfang 2028 ausgerollt werden können.

Relevanz: sehr hoch; Erreichung der EU-Ziele
Aufwand: hoch: Abstimmungsbedarf in der Branche
Dringlichkeit: sehr hoch: Anforderungen entscheiden über Kosten den Smart Meter Lights und somit über die nationale Rollout-Strategie

Den geplanten mME-Rollout zur flächendeckenden Digitalisierung nutzen

Am Stichtag 31.12.2025 waren noch etwa 46 % der Messlokationen mit konventionellen Zählern ausgestattet. Diese sollen nach § 29 MsbG planmäßig bis zum 31.12.2032 mit einer mME ausgestattet werden. Die Nutzung des planmäßigen Austauschs von mMEs zum Einbau eines Smart Meter (iMSys oder „Smart Meter Light") würde eine rasche Digitalisierung ohne zusätzliche Termine oder Anfahrten ermöglichen. Darüber hinaus könnte der turnusmäßige Austausch nach Ablauf der Eichfrist für die weiterführende Digitalisierung genutzt werden. Um diese Synergien zu nutzen, ist eine zeitnahe Entscheidung zum Vorgehen bei optionalen Einbaufällen erforderlich.

Logistik und Systeme für einen erweiterten Rollout ertüchtigen

Analog zum Pfad A müssten Geräte bestellt werden. Außerdem müssten die Kundenprozesse und Backendsysteme der MSB, unabhängig vom gewählten Pfad, auf den standardmäßigen Umgang mit 15-Minuten-Werten umgestellt werden. Das Beispiel des iMSys-Rollouts zeigt, dass dieser Schritt in der Praxis für viele MSB eine Herausforderung darstellen kann. Eine Automatisierung und Ertüchtigung der Prozesse ist jedoch bereits für einen wirtschaftlich abbildbaren Pflichtrollout unabdingbar.

Genaue Ermittlung der Kosten eines „Smart Meter Lights" – Entscheidung zum weiteren Vorgehen und zur PoG

Wie bereits erwähnt, nennen Unternehmen in der Branche Kosten von etwa 35€/Jahr/Kunde für ein „Smart Meter Light". Diese Aussage muss nach der konkreten Definition der Anforderungen an die Geräte reflektiert werden, da höhere Anforderungen durchaus auch höhere Kosten für Geräte, Infrastruktur und Prozesse verursachen könnten. Das weitere Vorgehen und die Entscheidung zum „Smart Meter Light" hängt maßgeblich davon ab, ob es signifikant günstiger als ein iMSys (inkl. 1:n) betrieben werden kann. Unter der Annahme, dass der Betrieb tatsächlich mit 35€/Jahr möglich ist, stellt sich die Frage der Preisobergrenzen für „Smart Meter Light". Da die Endkund:innen bei einem optionalen Einbaufall aktuell 30€/Jahr zahlen, sollten die Kosten bei einem Smart Meter Light nicht höher sein. Möglich wären aus unserer Sicht:

- 25€/Jahr für Kund:innen (analog mME), 10€/Jahr für den VNB
- 30€/Jahr für Kund:innen (analog iMSys optionaler Einbau), 5€/Jahr für den VNB

Die zweite Option hätte den Vorteil, dass aus Sicht der Kund:innen keine Differenzierung entsteht, wenn der MSB ein iMSys oder ein „Smart Meter Light" installiert (gleiche Leistung aus Kund:innenperspektive, gleicher Preis).

Eine Erweiterung der verpflichtenden Smart Meter Einbauten aus Kundenperspektive, wie sie im nächsten Abschnitt dargestellt wird, unterstreicht die Notwendigkeit einer Reflexion zur Preisobergrenze.

Regulatorischer Rahmen und Anreizsetzung für MSB definieren – ohne mit dem Pflicht-Rollout zu konkurrieren

Analog wie bei einem reinen iMSys-Rollout stellt sich die Frage, ob MSB von sich aus „Smart Meter Light" installieren und somit die geplanten EU-Quoten erfüllt würden. Aus unserer Sicht wäre es notwendig, den regulatorischen Rahmen anzupassen. Eine niederschwellige Maßnahme wäre, beispielsweise ab dem 01.01.2028 keinen Einbau einer reinen mME mehr zu erlauben. Der Ausbauplan der MSB müsste somit nur marginal angepasst werden:

- Pflicht-Rollout nach aktuellem Plan
- Planmäßiger mME-Rollout durch Smart-Meter-Light- oder iMSys-Rollout ersetzt

Die Anzahl der Anfahrten sowie der Fachkräftebedarf würden in etwa gleich bleiben.

Maßnahme, Pfad B: Rollout-Plan festlegen
Adressat: Politik

Für die Erreichung der EU-seitig geforderten Quoten für Smart Meter müssen entsprechende Vorgaben im nationalen Recht festgelegt werden. Eine niederschwellige Option wäre das Verbot des Einbaus von mME (ohne SMGW) ab dem Jahr 2028 oder aber die Vorgabe bestimmter Zieljahre und Quoten (analog zum Vorgehen beim iMSys-Rollout).

Relevanz: sehr hoch; Erreichung der EU-Ziele
Aufwand: hoch: Kannibalisierung des aktuellen Pflicht-Rollouts sollte vermieden werden
Dringlichkeit: hoch;

5.3 Fazit zur flächendeckenden Digitalisierung optionaler Einbaufälle

Mit Blick auf die geplanten EU-Quoten sowie sich ändernde Anforderungen des Energiesystems wird ein flächendeckender Smart-Meter-Rollout über die aktuellen Pflichteinbaufälle hinaus notwendig. Dabei stellt sich die zentrale Frage, wie ein solcher Rollout effizient und zu angemessenen Kosten erfolgen kann. Wichtig ist, dass Messstellenbetreiber einen effizienten und für sie wirtschaftlichen Rollout durchführen können, dass die Kundinnen-Akzeptanz durch einen unmittelbaren Nutzen durch ein Smart Meter gestärkt wird und dass die Kosten und Nutzen des flächendecken Rollouts aus volkswirtschaftlicher Perspektive ausgewogen sind.

Da aktuelle optionale Einbaufälle im Wesentlichen Mehrparteienhäuser betreffen, bietet das iMSys mit dem 1:n-Ansatz eine naheliegende Lösung, um zeitnah einen flächendeckenden Rollout umzusetzen. Um dies zu angemessenen Kosten zu erreichen, sind jedoch voraussichtlich regulatorische Anpassungen und vor allem eine Ertüchtigung der Systeme und Rollout-Prozesse notwendig. Dazu ist ein enger Austausch mit der Branche und insbesondere den System-Herstellern (iMSys, GWA, ERP) notwendig, um die Realisierbarkeit der notwendigen Maßnahmen und den entsprechenden Zeithorizont zu klären.

Bei den entsprechenden Maßnahmen ist ein wirtschaftlicher Betrieb bei optionalen Einbaufällen für MSBs voraussichtlich möglich. Es bleibt jedoch offen, ob der Kostenanteil, den VNBs dabei tragen, aus volkswirtschaftlicher Perspektive gerechtfertigt ist.

„Smart Meter Light"-Ansätze versprechen durch eine vereinfachte Systemarchitektur reduzierte Kosten für Systemintegration, Administration und Betriebsprozesse. Um diese Lösung auch im deutschen Messwesen einzusetzen, müssten in einem ersten Schritt konkrete Anforderungen an ein solches „Smart Meter Light" definiert werden. Auf dieser Basis kann ermittelt werden, ob die Kosten tatsächlich unter denen eines iMSys mit 1:n-Ansatz liegen können oder nicht.

Falls dies der Fall ist, sollten regulatorische Rahmenbedingungen so angepasst werden, dass Smart Meter Light erlaubt sind und anstelle von mMEs eingebaut werden. Bei einer schnellen Entscheidung können noch hohe Synergien mit dem geplanten Austausch von konventionellen Zählern durch mMEs genutzt werden.

Zusammengefasst sind die geplanten EU-Quoten also eine Opportunität, die Digitalisierung des deutschen Messwesens zu beschleunigen und entsprechende Mehrwerte zu heben. Der Smart-Meter-Rollout jenseits der Pflichteinbaufälle ist bei den aktuellen Rahmenbedingungen jedoch kein Selbstläufer. Besonders mit Blick auf die geplante 50 %-Quote für 2030, beziehungsweise bis 2031 bei Inanspruchnahme der vorgesehenen Fristverlängerung, sind wichtige Fragen zeitnah zu klären, und Entscheidungen zum Zielbild der Digitalisierung zu treffen.

6 Fazit

Im Austausch mit einem breiten Spektrum an energiewirtschaftlichen Akteuren wurden die wesentlichen Herausforderungen des iMSys-Rollouts sowie mögliche Maßnahmen zu deren Bewältigung identifiziert. Die Maßnahmen sind in der untenstehenden Tabelle zusammengefasst. Insgesamt ergibt sich folgendes Bild:

Das iMSys hat bei Verbraucher:innen mit hohem Verbrauch, Prosumern und Flexumern eine systemisch zentrale Bedeutung. Diese Kund:innen fallen entsprechend unter die gesetzlich definierten **Pflichteinbaufälle** und sollten auch **so schnell wie möglich mit einem iMSys ausgestattet werden**.

Entwicklungen und Anforderungen im Bereich des iMSys gingen in den letzten Jahren sehr schnell voran. Viele Systeme und Schnittstellen sind entsprechend noch nicht final konsolidiert, was aktuell die Skalierung des Rollouts zur Herausforderung macht. Viele der Herausforderungen sind auf einer technischen Ebene den Akteuren der Branche bekannt und erscheinen kurz- bis mittelfristig lösbar. **Für die erforderlichen Investitionen in Prozesse, IT-Systeme und Personal bedarf es jedoch bereits heute verlässlicher und langfristig stabiler politischer sowie regulatorischer Rahmenbedingungen.**

Verbraucher:innen bzw. Kund:innen verbinden mit dem iMSys-Rollout bislang häufig noch keinen konkreten Nutzen. Entscheidend sind daher attraktive Anwendungsfälle und Produkte, die einen erkennbaren Mehrwert schaffen. **Alle beteiligten Akteure sollten das Ziel verfolgen, den Kund:innen-Nutzen zu priorisieren und in den Vordergrund ihrer Kommunikation zu bringen.**

Die in diesem Kontext genannten Maßnahmen sind notwendig zur Skalierung des iMSys-Rollouts, werden die Kosten des iMSys jedoch nicht signifikant reduzieren. Wie die Kosten-Nutzen-Analysen, die seit 2013 durchgeführt wurden, gezeigt haben, ist ein Rollout intelligenter Messsysteme mit vollem Funktionsumfang bei kleinen Verbrauchern voraussichtlich nicht volkswirtschaftlich effizient. Vor dem Hintergrund aktueller europäischer Vorgaben und der angestrebten 75 %-Rolloutquote steht der Gesetzgeber daher vor einer grundlegenden Entscheidung, die zeitnah getroffen werden sollte:

Soll die Erfüllung der Quoten mit dem iMSys erfolgen, müssen die Pflichteinbaufälle voraussichtlich erweitert werden. Dabei sollte das Potenzial von 1:n Anbindungen genutzt werden und Mehrparteienhäuser gezielt in den Pflichtrollout aufgenommen werden. Zwei Voraussetzungen sind dazu jedoch erforderlich. Einerseits müssten Systeme und Prozesse für 1:n-Ansätze ertüchtigt und ihre Effizienz und Robustheit maßgeblich verbessert werden, um einen wirtschaftlichen Rollout innerhalb der aktuellen Preisobergrenzen für die derzeitig optionalen Einbaufälle zu ermöglichen. Andererseits wäre zu prüfen, ob die bestehenden Preisobergrenzen und insbesondere die durch den VNB getragenen Kosten auch bei einem flächendeckenden Rollout volkswirtschaftlich angemessen sind.

Alternativ kann die angestrebte Digitalisierung über einen zweistufigen Ansatz erreicht werden. Dabei würden Pflichteinbaufälle (nach aktueller Definition) weiterhin mit iMSys ausgestattet werden, während für die übrigen Messlokationen kostengünstigere Smart Meter mit reduzierter Komplexität zum Einsatz kommen. Die Digitalisierung der Messinfrastruktur würde damit auf zwei komplementäre Technologien aufbauen: einem (einfachen) Smart Meter für Haushalte und Gewerbe ohne besonderen Anforderungen und dem iMSys überall dort, wo dessen zusätzlicher Funktionsumfang einen nachweisbaren Mehrwert für Netzbetrieb, Marktintegration und Flexibilitätsnutzung bietet. Voraussetzung für diesen Pfad ist, dass diese Alternativlösung durch ihre reduzierte Komplexität tatsächlich günstiger als ein iMSys ist. Außerdem setzt die Erfüllung der EU-Quoten mit diesem Pfad voraus, dass zeitnah der regulatorische Rahmen angepasst wird und Geräte ausgerollt werden.

Der skizzierte Zukunftspfad macht deutlich, dass die zentrale Herausforderung der kommenden Jahre nicht nur im erfolgreichen Abschluss des heutigen Pflichtrollouts liegt. Die strategische Aufgabe besteht darin, ein Zielbild für die Digitalisierung der vielen Messlokationen zu entwickeln, die auch langfristig nicht unter die bestehenden Pflichteinbaufälle fallen. Auf den geschaffenen Grundlagen des iMSys-Rollouts aufbauend muss daher zeitnah entschieden werden, wie eine flächendeckende Digitalisierung der Messinfrastruktur in Deutschland effizient, wirtschaftlich und dauerhaft skalierbar umgesetzt werden soll.

Tabelle 3: Übersicht und Einordnung der für den Zukunftspfad Smart Meter erarbeiteten, konkreten Maßnahmen

Maßnahme (Kapitel)	**Adressat**	**Relevanz („Impact“)**	**Aufwand**	**Dringlichkeit**
MSB-Kund:innen-Betreuung entlang der gesamten Customer Journey (Kapitel 2.2)	MSB	mittel	hoch	hoch
MSB-Anlaufstelle bei Störungen und Problemen (Kapitel 2.2)	MSB	hoch	hoch	hoch
Unkomplizierter Zugang zu eigenen Verbrauchsdaten (Kapitel 2.3)	MSB	hoch	mittel	mittel
Klares politisches Zielbild für den weiteren Rollout (Kapitel 3.1)	Politik	sehr hoch	mittel	sehr hoch
Eindeutige Pflichteinbau-Quoten bezogen auf den Bestand (Kapitel 3.1)	Politik	hoch	gering	sehr hoch
Vorausschauende, ganzheitliche Planung des Rollouts (Kapitel 3.1)	MSB	hoch	hoch	hoch
Bildung von TAF2 und TAF6 Werten im MSB-Backend zulassen (Kapitel 3.2)	Politik	hoch	gering	hoch
TAF7 als einheitliche Datenbasis - Reduktion der Anzahl an TAF (Kapitel 3.2)	Politik	mittel	hoch	mittel
Testumgebung und offene Dokumentation zur Standardisierung von Schnittstellen (Kapitel 3.3)	GWA- & ERP-Anbieter, Branche (kollektiv)	sehr hoch	hoch	hoch
Angebot eines Conformance Testing Lab mit Zertifizierungsberechtigung (Kapitel 3.3)	BNetzA und Branche	mittel	hoch	hoch
Rechtssichere, nutzungsbasierte Plattform- oder Mietmodelle (Kapitel 3.4)	Politik, MSB	mittel	gering	hoch
Einbindung von wMSB in den Pflichtrollout (Kapitel 3.4)	Politik	sehr hoch	gering	sehr hoch
Langfristige, gebäudeweite Planung der iMSys-Ausstattung in Mehrparteienhäusern (Kapitel 4.1)	MSB	mittel	mittel	mittel
Hardware-Ertüchtigung zur hausinternen Funkkommunikation (Kapitel 4.3)	Branche/ Anbieter, MSB	mittel	mittel	mittel
Priorisierte Ertüchtigung von GWA- und ERP-Systemen für 1:n Anbindung (Kapitel 4.4)	Anbieter von GWA- und ERP-Systemen	hoch	hoch	hoch
Pfad A: Anpassung der Pflichteinbaufälle im MsbG (Kapitel 5.3.1)	Politik	hoch	hoch	sehr hoch
Pfad A: Anpassung des Rolloutprozess auf großzahligeren Zubau (Kapitel 5.3.1)	Gerätehersteller, MSB, GWA, evtl. Politik	hoch	hoch	hoch
Pfad A: Bewertung der volkswirtschaftlichen Tragfähigkeit (Kapitel 5.3.1)	Politik	hoch	mittel	sehr hoch
Pfad B: Klare Vorgaben der Systemlandschaft (Kapitel 5.3.2)	Politik	sehr hoch	gering	sehr hoch
Pfad B: Angemessene, zügige Festlegung von Rahmenbedingungen für ein „Smart Meter Light“ (Kapitel 5.3.2)	Politik	sehr hoch	hoch	sehr hoch
Pfad B: Rollout-Plan festlegen (Kapitel 5.3.2)	Politik	sehr hoch	hoch	hoch

7 Kommentare beteiligter Partner

Dieser Bericht wurde von der FfE verfasst, und bietet einen Überblick der Herausforderungen und Lösungsräume die im Rahmen des Projekts, gemeinsam mit den Partnern, identifiziert wurden.

Zum einen unterschreiben nicht alle Partner alle Inhalte des Berichts. Zum anderen bieten einzelne Partner weitere Maßnahmen, die über den Rahmen dieses Projekts hinaus gehen.

In diesem Kapitel ordnen Unternehmen ein, wie sie zu einzelnen Punkten des Berichts, beziehungsweise zur übergeordneten Fragestellung der Zukunft des Smart Meterings in Deutschland, stehen. Die Unternehmen sind alphabetisch sortiert.

Decarbon1ze GmbH, Dr. Ulrich Schuster

Unser Unternehmensziel ist, die Energiewende zu beschleunigen und zu vereinfachen. Haushalts- und Gewerbekunden sollen zur Energiewende beitragen können und dabei profitieren, indem sie Energie geographisch und zeitlich passend zur EE-Erzeugung nutzen – wann und wo der Wind weht und die Sonne scheint. Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung (gGV), Mieterstrom mit virtuellem Summenzähler, Energy Sharing, dynamische Tarife und sicher noch viele weitere Produkte, die wir uns heute noch nicht vorstellen können, benötigen Smart Metering: Messwerte im Viertelstundenraster für den flächendeckenden Zugang zu Energiewendedienstleistungen und als Anreiz, den Verbrauch zu verlagern und in entsprechende Geräte zu investieren.

Noch fehlen diese Anreize, weil das intelligente Messsystem (iMS) viel zu langsam in die Fläche kommt. Die Folge: Energie wird kaum intelligent genutzt und gespeichert, so dass die Gefahr von lokalen Netzüberlastungen zu Spitzenzeiten steigt. Ironischerweise ist die Antwort ein über das SMGW übertragenes „Not-Aus"-Signal zur Leistungsreduktion bei drohender lokaler Netzüberlastung. Nicht die intelligente Nutzung, sondern die Abregelung ist heute der Rollout-Treiber: Haushalte mit steuerbaren Anlagen müssen ein SMGW plus Steuerbox einbauen, erfahren aber vor allem die Nachteile potenzieller Abregelung und zusätzlicher Kosten für die Herstellung der Steuerbarkeit. Wer hingegen einfach nur Viertelstundenwerte möchte, z.B. für einen dynamischen Tarif oder Mieterstrom, muss oft lange auf den iMS-Einbau warten und bezahlt mehr als im Pflichtfall.
Wir meinen, dass Smart Meter so attraktiv und günstig sein müssen, dass sich alle Haushalte und Kleingewerbe auch außerhalb der Rollout-Pflicht freiwillig dafür entscheiden, wie bei Wohnungen in Mehrparteien-Liegenschaften, Häusern ohne Erzeugung und steuerbare Verbraucher oder mit Bestandsschutz.

Für Einheiten in Mehrparteienhäusern gibt es grundsätzlich zwei Möglichkeiten: Vollausstattung der Liegenschaft gemäß §6 MsbG, oder individuelle Ausstattung. Ein individuelles iMS als freiwilliger Einbaufall ist zu teuer. Mit Vollausstattung bei hohem Skalierungsfaktor 1:N pro SMGW kann der Messstellenbetrieb wirtschaftlich möglich sein – allerdings nur unter optimalen Bedingungen, wie in Kapitel 4 ausgeführt. Damit bleiben weiterhin zu viele Haushalte und Gewerbe außen vor, insbesondere in Bestandsgebäuden.

Hintergrund: Beim iMS erfolgt die Zeitstempelung der Messwerte aus den Zählern im SMGW. Somit ist die Latenz im lokalen metrologischen Netzwerk (LMN) zwischen Zähler und SMGW eichrechtlich relevant. Das SMGW kennt zwei LMN-Optionen:

- Bidirektional drahtgebunden: Das SMGW fragt zur richtigen Zeit die Messwerte der Zähler ab. Zuverlässig, erfordert aber Kabel zu allen Zählern.
- Unidirektional drahtlos (wMBus). Hier senden die Zähler nahezu dauerhaft, um zufällig das Empfangsfenster des SMGW zu treffen. Der Funkkanal (868MHz) ist lizenzfrei und wird auch durch andere Geräte genutzt (z.B. Garagentor-Öffner). Dementsprechend unzuverlässig ist die Anbindung vor allem über längere Strecken und bei Einsatz vieler Zähler (> 5).

Lösungen sind die Zentralisierung der Zählerplätze (mehrere Tausend €) oder proprietäre Technik. Diese Kosten sind nicht durch die regulierten Preisobergrenzen gedeckt und müssen von der Hausgemeinschaft oder den Eigentümern getragen werden. Eine Umlage auf die Mietparteien ist nicht zulässig und scheint auch perspektivisch keine geeignete Lösung, um die Akzeptanz von Smart Metering zu fördern. Im Gegenteil: Die jetzt teilweise geforderte Ausstattung im Liegenschaftsmodell durch den Gebäudeeigentümer mit Umlagefähigkeit über die Nebenkosten droht Haushalte zusätzlich zu belasten.

Damit Haushalte und Gewerbe in Mehrparteienhäusern Energie intelligent nutzen können, sehen wir stattdessen zwei Lösungsansätze:

1. Die LMN-Schnittstelle des SMGW erweitern, um Zähler im ganzen Haus auch ohne proprietäre Zusatztechnik anzubinden. Dazu müssten Spezifikationen, Testverfahren und Zertifizierungen für SMGW und mME angepasst werden. Wir rechnen mit mindestens drei Jahren bis zur Marktreife.
2. Ein einfacher Smart Meter zum Einbau in bestehende Zählerplätze, oder die Nachrüstung vorhandener moderner Messeinrichtungen mit einer Zusatzeinrichtung.

Einfache Smart Meter für den freiwilligen Einbau

Um die Lücke zum Pflicht-Rollout zu schließen, bevorzugen wir klar die zweite Option – ein einfaches Messsystem (eMS), auch als Smart Meter Light bezeichnet; so attraktiv, dass es keiner Verpflichtung bedarf. Dazu müssen die Kostentreiber des bestehenden iMS adressiert werden – in Bezug auf die Hardware, den Einbau, laufende Kosten sowie Prozesskosten. Zudem ist Tempo wichtig bis zur echten Verfügbarkeit. Für beides braucht es die passenden Rahmenbedingungen:

- Im MsbG ein Messsystem ermöglichen, welches kein "intelligentes Messsystem (iMS)" ist, sondern ein einfaches Messsystem (eMS).
- Die gesetzlich zulässige Funktionalität des eMS sollte beschränkt werden, um gezielt Cybersicherheitsrisiken zu begrenzen und entsprechend Anforderungen zu vereinfachen:
  - Kommunikation nur zu Messzwecken – kein Steuerkanal.
  - Direkter Bezug zwischen eMS und Letztverbraucher – kein Mandanten/Rollenmanagement.
  - Anforderungen an Messrichtigkeit, Messgenauigkeit sowie Integrität und Authentizität der Messwerte nach MID, MessEG und CRA.
- Freiwilligkeit, damit Datenschutz-Risiken entfallen, die sich beim unfreiwilligen Einbau in Kombination mit hochaufgelösten Messwerten (z.B. TAF 10) ergeben: Insbesondere Rückschlüsse auf die persönliche Lebensführung durch nicht vom Kunden wählbare natürliche Monopole (VNB, ÜNB).
- Detailspezifikationen sollte es nur für die WAN-Schnittstelle (API) geben, unter Rückgriff auf relevante Teile SMGW WAN-API (z.B. COSEM-Objekte). Ohne die Trennung in zwei Geräte (vgl. SMGW–mME) bedarf es keiner detaillierten Spezifikation für die interne Umsetzung; für echte Technologieoffenheit genügen Verweise auf die anwendbaren Anforderungen nach MessEG und CRA.
- Die Wahl des Übertragungswegs sollte dem MSB überlassen sein. So lange das WAN-Protokoll Ende-zu-Ende-sicher spezifiziert ist, stehen viele physikalische und logische Transportwege offen, inklusive von Kunden bereitgestellter Internet-Anbindungen. Die Verantwortung für die Verfügbarkeit dieser Verbindung kann privatvertraglich geregelt werden.

Unter diesen Randbedingungen ist der anwendbare Satz an Spezifikationen bekannt und direkt umsetzbar: MessEG und daraus abgeleitete PTB-Anforderungen; MID und daraus abgeleitete WELMEC-Anforderungen, sowie der CRA. Ebenso bekannt und direkt anwendbar wäre das zugehörige Verfahren der Konformitätsbewertung nach MessEG. Es bräuchte keine langwierige Entwicklung neuer Spezifikationen, neuer Zulassungsverfahren und neuer Tests durch das BSI – insbesondere keine Zertifizierung nach Common Criteria. Zählerhersteller, welche heute EU-weit Produkte auf den Markt bringen, kennen Anforderungen, Verfahren und Akteure, und könnten auf ihrer vorhandenen Basis bei geringer Unsicherheit die Entwicklung starten und wahrscheinlich in unter einem Jahr abschließen.

enercity Netz GmbH, Jan Herminghausen

Kapitel 2: Kund:innen-Perspektive: Erfolgsfaktor Akzeptanz im iMSys-Rollout

Maßnahme: MSB-Kund:innen-Betreuung entlang der gesamten Customer Journey

Eine kund:innenorientierte Betreuung erfordert, dass Anliegen schnell und beim richtigen Ansprechpartner bearbeitet werden. Aufgrund der komplexen Rollenverteilung in der Energiewirtschaft ist dies für Kund:innen jedoch häufig nicht transparent. Eine zentrale und unabhängige Anlaufstelle könnte dabei unterstützen, Anfragen direkt an den zuständigen Marktakteur weiterzuleiten, unnötige Bearbeitungsschleifen zu vermeiden und die Servicequalität insgesamt zu verbessern. Insbesondere in einem entbündelten Marktumfeld mit unterschiedlichen Lieferanten, Netz- und Messstellenbetreibern kann ein solcher Ansatz deutliche Vorteile bieten.

Maßnahme: Unkomplizierter Zugang zu den eigenen Verbrauchsdaten

Ein wesentlicher Mehrwert von Smart Metern liegt in der transparenten Darstellung des Energieverbrauchs. Einige Energielieferanten nutzen diese Daten bereits in ihren Kund:innen-Portalen und Apps, um Verbrauchsinformationen anschaulich aufzubereiten. Dadurch können Kund:innen Einsparpotenziale, etwa durch dynamische Tarife, besser nachvollziehen und fundiertere Entscheidungen treffen. Gleichzeitig verbessern die Visualisierungen die Transparenz und Verständlichkeit von Stromabrechnungen. Während Messstellenbetreiber die gesetzlich vorgeschriebenen Verbrauchsinformationen bereitstellen können Energielieferanten diese direkt mit Tarifen, Produkten und Abrechnungen verknüpfen und so den konkreten Kund:innennutzen von Smart Metern noch greifbarer machen.

Kapitel 5: Über den Pflichtrollout hinaus: Argument und Maßnahmen für eine flächendeckende Digitalisierung

Andere europäische Länder zeigen, dass Smart Meter Lights ein geeigneter Ansatz sind, um insbesondere die Digitalisierung des Messwesens kosteneffizient und zügig voranzutreiben, wodurch auch andere Marktakteure sowie Kund:innen profitieren können. Für eine im Zielbild flächendeckende Digitalisierung bedarf es jedoch eines ganzheitlichen und wirtschaftlich tragfähigen Zielbildes, das vorhandene Infrastrukturen und bereits getätigte Investitionen bestmöglich berücksichtigt. Entscheidend ist daher eine zeitnahe Festlegung der regulatorischen und technischen Rahmenbedingungen, insbesondere mit Hinblick auf neue Smart Meter Lights, die neben dem eigentlichen Smart Meter Mehrwerte für den Großteil der Bevölkerung bieten können. Nur so kann die aktuelle Dynamik des Smart-Meter-Rollouts aufrechterhalten, Planungssicherheit geschaffen und der weitere Ausbau der digitalen Messinfrastruktur effektiv beschleunigt werden.

Insbesondere sollten Rolloutquoten langfristig verlässlich ausgestaltet sein und gleichzeitig einen möglichst großen technologischen und prozessualen Gestaltungsspielraum ermöglichen. Dabei muss sichergestellt werden, dass der Smart Meter Rollout kontinuierlich und mit hoher Umsetzungsgeschwindigkeit vorangetrieben wird. Mit Blick auf die langfristig hohen Ausstattungsquoten schafft ein stabiler regulatorischer Rahmen sowie viele Freiheitsgrade in der Ausgestaltung die Voraussetzung für eine effiziente Rolloutplanung, vermeidet unnötige Mehrfachanfahrten und ermöglicht die Bündelung von Maßnahmen. Dies reduziert Kosten für alle Beteiligten und trägt zugleich zu einer höheren Kund:innenzufriedenheit bei.

Metiundo GmbH

Beschleunigter und wirtschaftlicher Rollout: Fokus auf Prozesse und Skalierung

Der in Deutschland eingeschlagene Weg hin zu einem resilienten Smart Grid basiert im Messwesen auf einer cybersicheren, einheitlichen Infrastruktur. Dieser Weg ist richtig und befindet sich bereits in der entscheidenden Skalierungsphase.

Die Studie liefert für die Weiterentwicklung des deutschen Smart Meter Rollouts einen wichtigen Beitrag. Sie analysiert das Zielbild, den Status quo, die Rahmenbedingungen und Alternativen entlang der Wertschöpfungskette und arbeitet so die wichtigsten Faktoren heraus.

Für einen beschleunigten und wirtschaftlichen Smart Meter Rollout gilt es nun, die Stärken des bisherigen Pfades und der Technik zu nutzen und weiterhin zu verbessern. Entscheidend ist nun, nicht das Rad bei der Hardware neu zu erfinden, sondern im bestehenden System verlässliche Rahmenbedingungen zu schaffen und Prozesse konsequent zu vereinfachen, anstatt Kapazitäten in eine Neuentwicklung einer neuen Hardware zu stecken.

Neben den in der Studie hervorgehobenen Maßnahmen zur prozessualen Vereinfachung sowie der weiterführenden Standardisierung und Interoperabilität von GWA- und ERP-Systemen liegt ein weiterer zentraler Hebel einer erfolgreichen Rolloutstrategie in der Fokussierung der Einbaufälle. Die Erschließung von Mehrfamilienhäusern bietet hierbei das Potenzial, sowohl optionale, als auch Pflichteinbaufälle schnell und effizient zu erreichen (1:n). Durch die zielgerichtete Weiterentwicklung des Liegenschaftsmodells lassen sich erhebliche Skalierungseffekte erzielen. Eine solche Vollausstattung reduziert nicht nur den Installationsaufwand und die Kosten drastisch, sondern verkürzt auch die Ausstattungszeiten spürbar. Der Nutzen – etwa durch neue Energiekonzepte oder eine höhere Datentransparenz – kommt mittelbar auch den Anschlussnutzern zugute und bildet das Fundament für eine strukturelle Senkung von Energiekosten und Netzentgelten.

Um das Potenzial voll auszuschöpfen, bedarf es gezielter regulatorischer Anpassungen im Rahmen der für die zweite Jahreshälfte geplanten Novelle des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG). Auch der optionale Rollout muss rechtlich und finanziell attraktiver gestaltet werden. Konkret bedeutet dies: Wechselfristen im Liegenschaftsmodell verkürzen, Einschränkungen des Auswahlrechts aufheben und die Umlagefähigkeit der MSB-Kosten rechtssicher regeln, um verlässliche Planungssicherheit für Vermieter und Anschlussnehmer zu schaffen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten: Der künftige Erfolg der digitalen Energiewende hängt davon ab, die Stärken des bisherigen Systems konsequent zu nutzen und weiterzuentwickeln. Alternative Pfade bergen die Gefahr einer Verzögerung und Parallelsystemen. Die Studie leistet einen wertvollen Beitrag, indem sie den Blick auch auf die Stellschrauben im bestehenden System lenkt. Durch konsequente Prozessvereinfachungen und klare regulatorische Rahmenbedingungen erreichen wir das gemeinsame Ziel: einen schnellen, sicheren und wirtschaftlichen Rollout.

MINcom Smart Solutions GmbH

Als Abrechnungsdienstleister, die neuartige Tarife zum Nutzen aller Beteiligten am Energiesystem ermöglichen, unterstützen wir die Aussagen des vorliegenden Dokuments sowie des Konzeptpapiers der Smart Meter Initiative vom 17.07.26.

Zwei Ergänzungen halten wir für wesentlich:

1. Die Zeit ist knapp, wenn wir z. B. bis 2030 einen Smart-Meter-Rollout deutlich über 20 % zu gesellschaftlich vertretbaren Kosten erreichen wollen. Deshalb plädieren wir dafür, in dem Bereich der freiwilligen Einbaufälle nicht mit nationalen Spezifikationen eines Smart Meter Light zu beginnen, sondern den Messstellenbetreibern auf ihre Verantwortung den Einbau fernauslesbarer Smart Meter als „Smart Meter Light" mit entsprechendem MaKo-Attributwert zu erlauben, die in mindestens einem EU-Land für die Erhebung von abrechnungsrelevanten Messwerten zugelassen sind. (Der Gesichtspunkt der Interoperabilität und einfacher Upgradepfade ist hier abzuwägen gegenüber der Tatsache, dass viele Zählerinstallationen für Kleinverbraucher nur im Rahmen der Eichfristen verändert werden und es sinnvoller sein dürfte, bei den wenigen Bedarfsänderungen Neueinbauten vorzunehmen.)

2. (Weitere Anwendung von 1) Das intelligente Messsystem ist vor allem unter dem Gesichtspunkt der Abrechenbarkeit und Steuerbarkeit konzeptioniert worden. Diese Fokussierung ist für größere Verbraucher durchaus sinnvoll. Im Bereich der Kleinverbraucher (freiwillige Einbauten) lässt sich Kosteneffizienz vor allem dann erreichen, wenn Messdatenerhebung, Energiemanagement und Smart-Home-Anwendungen eine gemeinsame Plattform nützen. Aus unserer Sicht ist das durch Trennung des Stromliefervertrags (mit Jahresstromablesung) von einer Flexibilitätsdienstleistung (mit TAF7-Werten) möglich. Allerdings wird dann der Bilanzkreisverantwortliche über die SLP-Bilanzierung zu einer zeitlichen Fehlbeschaffung gezwungen. Dadurch kann auch das Geschäftsmodell des Flexibilitätsanreizes verloren gehen. Anliegen hier ist, dass der Flexibilitätsdienstleister (bzw. der Bilanzkreisverantwortliche) mit dem Messstellenbetrieber eine Anlieferung der TAF-7-Werte aus EU-zugelassenen Messeinrichtungen mit Zeitsynchronisierung vereinbaren kann. Diese TAF-7-Werte werden dann über den MaKo-Attributwert des Smart Meter Light in die Bilanzierung eingebracht. Damit kann auf Veranlassung des Kunden ein Zähler genutzt werden, der mit hochratigen Werten auch EMS- und Smart-Home-Anwendungen unterstützt.

Kunden mit bereits eingebauter mME und einer Jahresstromablesung können über solche Zusatzverträge auch bei kleineren Anbietern an Anreiz- und Bonusmodellen partizipieren und sukzessive auf Smart Meter migriert werden.

N-ERGIE

Der Bericht liefert einen wichtigen und ausgewogenen Beitrag zur Diskussion über die zukünftige Ausgestaltung des Smart-Meter-Rollouts in Deutschland. Besonders positiv bewerten wir die praxisnahe Einordnung der bestehenden Umsetzungshemmnisse sowie die konsequente Berücksichtigung der Perspektiven von Netzbetreibern und Messstellenbetreibern. Hervorzuheben ist zudem die klare Darstellung der Notwendigkeit verlässlicher regulatorischer Rahmenbedingungen als Grundlage für langfristige Investitionen und eine erfolgreiche Skalierung des Rollouts. Die aufgezeigten Handlungsoptionen bieten eine fundierte Basis für die weitere politische und energiewirtschaftliche Diskussion. Insgesamt stellt die Unterlage einen wertvollen Beitrag zur Beschleunigung der Digitalisierung des Energiesystems dar.

Die in Kapitel 2 beschriebenen Maßnahmen zur Verbesserung der Customer Journey sowie zur Stärkung der Kundenbetreuung über den gesamten Lebenszyklus eines intelligenten Messsystems hinweg bewerten wir ausdrücklich positiv. Insbesondere die Rolle des Messstellenbetreibers als zentraler Ansprechpartner entspricht einem Ansatz, den wir für entscheidend halten, um Akzeptanz, Transparenz und Kundenzufriedenheit nachhaltig zu erhöhen. Die Vorschläge decken sich weitgehend mit den Themen, die wir bereits im Rahmen der Weiterentwicklung unseres Kundenservices im Messstellenbetrieb verfolgen.

Auch die in Kapitel 3 beschriebenen Maßnahmen zur Beschleunigung des iMSys-Rollouts unterstützen wir grundsätzlich. Dies gilt sowohl für den strukturierten Ausbau geeigneter Kommunikationsinfrastrukturen, etwa durch Breitband-Powerline-Lösungen, als auch für die vorgeschlagene Reduktion unnötiger Komplexität durch eine Fokussierung auf wenige Tarifanwendungsfälle und die stärkere Nutzung von TAF7 als einheitlicher Datenbasis. Ebenso sehen wir in der weiteren Automatisierung und Standardisierung von Prozessen in GWA- und ERP-Systemen einen wesentlichen Erfolgsfaktor, um die Voraussetzungen für einen wirtschaftlichen und skalierbaren Massenrollout zu schaffen.

Kapitel 4 beschreibt aus unserer Sicht zutreffend die derzeitigen Herausforderungen bei der Umsetzung von 1:n-Konzepten im Mehrparteienhaus. Insbesondere die noch unzureichende Unterstützung durch Systeme und Prozesse sowie die offene Frage der wirtschaftlichen Tragfähigkeit stellen wesentliche Hürden für eine breite Umsetzung dar. Vor diesem Hintergrund sehen wir die Wirtschaftlichkeit eines großflächigen Ausbaus über iMSys im Mehrparteienhaus derzeit kritisch und halten alternative Smart-Meter-Light-Ansätze für optionale Einbaufälle für einen vielversprechenden Lösungsweg.

Die in Kapitel 5 dargestellten Argumente für eine flächendeckende Digitalisierung der Messinfrastruktur teilen wir ausdrücklich. Hinsichtlich des Weges zur Erreichung dieses Ziels bevorzugen wir jedoch für optionale Einbaufälle einen Smart-Meter-Light-Ansatz gegenüber einer Ausweitung des iMSys-Rollouts. Aus unserer Sicht bieten vereinfachte Prozesse eine höhere Umsetzungsgeschwindigkeit, während gleichzeitig geringere Investitions- und Betriebskosten zu einem höheren volkswirtschaftlichen Nutzen beitragen können. Entscheidend ist dabei, dass zeitnah ein verlässlicher regulatorischer Rahmen geschaffen wird, der Investitionssicherheit gewährleistet und einen zügigen Markthochlauf ermöglicht.

Octopus Energy, Sebastian Schaule

Wir teilen die Diagnose des Berichts: Mit dem Pflichtrollout allein sind die geplanten EU-Quoten nicht zu erreichen. Für einen Großteil der Haushalte heißt das auf Jahre kein Zugang zu zeitvariablen Tarifen und keine Transparenz über den eigenen Verbrauch.

Vor allem nachts und an sonnigen Mittagen ist Strom an der Börse inzwischen regelmäßig sehr günstig, zeitweise kostet er weniger als nichts. Nur können das kaum Haushalte nutzen. Denn es fehlen Smart Meter für die Abrechnung, die den Verbrauch viertelstundengenau messen und diese Werte auch kommunizieren.

Die meisten Menschen können so nicht von günstigem Strom aus Sonne und Wind profitieren. Die Energiewende muss aber bei den Menschen auf der Stromrechnung ankommen, sonst verliert sie ihre Akzeptanz.

Bei solchen Haushalten steht den hohen Kosten eines "intelligenten Messsystems" ein vergleichsweise kleiner finanzieller Nutzen gegenüber. Gleichzeitig zahlen sie über die Netzentgelte die Austattung der Pflichteinbaufälle mit, was besonders Miethaushalte belastet.

Auch deshalb sind die EU-Quoten mit dem intelligenten Messystem nicht zu erreichen: Für den Einsatz in der Fläche ist es schlicht zu teuer, die Belastung der Netzentgelte würde deutlich steigen. Ein Smart Meter light kann dagegen um das Drei- bis Vierfache günstiger sein und in allen Haushalten verbaut werden.

Die drei in Tabelle 2 skizzierten Technologien sehen wir als Ausgangspunkt der Diskussion, nicht als abgeschlossenen Lösungsraum. Ideal wäre ein „Smart Meter Light", das die Vorteile aller drei Ansätze verbindet. Vielversprechend erscheint uns der bereits standardisierte FNN-Basiszähler als Ausgangspunkt, ergänzt um ein technologieoffenes Kommunikationsmodul, das über verschiedene Wege senden kann. So wird bereits standardisierte Technik genutzt und es bleibt die geforderte Aufrüstbarkeit zum iMSys erhalten. Ebenso wichtig ist, dass ein „Smart Meter Light" auf bestehenden Prozessen aufsetzen kann, von der Marktkommunikation über die Abrechnung bis zur Bilanzierung. Parallelstrukturen sind dafür nicht nötig.

Damit ist das „Smart Meter Light" für uns keine technologische, sondern eine politische Frage. Die Hardware ist im Markt verfügbar, sie darf nur nicht eingesetzt werden, weil § 19 Absatz 2 MsbG die Abrechnung ohne Smart Meter Gateway untersagt. Auch viele Prozesse sind längst vorhanden.

Die für 2026 angekündigte Novelle sollte deshalb vier Schritte gehen: eine Legaldefinition samt Aufrüstbarkeit, die Öffnung des § 19 MsbG für die optionalen Einbaufälle, verbindliche Mindestanforderungen der Bundesnetzagentur mit Herstellererklärung statt BSI-Sonderzertifizierung und einen klaren Auftrag an die PTB für eine Festlegung zu eichrechtskonformen Zeitstempel. Eine Einbaupflicht braucht es dafür nicht. Entscheidend ist, dass für Verbraucherinnen und Verbraucher Smart Meter zu niedrigen Kosten bekommen können.

peerMetering GmbH, Jan-Frederic Graen

Die Diskussion um ein Smart Meter Light zeigt, dass der Wunsch nach einer wirtschaftlicheren und schnelleren Digitalisierung der Messinfrastruktur inzwischen von nahezu allen Marktteilnehmern geteilt wird. Aus unserer Sicht sollte diese Diskussion jedoch nicht auf die Frage reduziert werden, welche Hardware künftig eingesetzt wird. Entscheidend ist vielmehr, welche Systemarchitektur langfristig einen wirtschaftlichen, interoperablen und zukunftsfähigen Rollout ermöglicht.

Die vergangenen Jahre haben gezeigt, dass die größten Herausforderungen des Smart-Meter-Rollouts nicht ausschließlich in der Messtechnik selbst liegen. Ebenso entscheidend sind standardisierte Betriebsprozesse, eine skalierbare Gateway-Administration, interoperable Marktkommunikation sowie die Integration in bestehende IT-Systeme. Vor diesem Hintergrund sollten zukünftige Lösungsansätze nicht isoliert auf Basis ihrer Hardwarekosten bewertet werden, sondern anhand ihrer gesamten Lebenszykluskosten und ihres Beitrags zur Vereinfachung der Betriebsprozesse.

Ein wesentlicher Aspekt zukünftiger Rolloutstrategien sollte zudem die konsequente Nutzung bereits verfügbarer und praxiserprobter Technologien sein. Bereits heute existieren Lösungen, die insbesondere im Mehrparteienhaus erhebliche Skalierungseffekte ermöglichen, indem vorhandene intelligente Messsysteme effizienter genutzt werden. Solche 1:n-Konzepte zeigen, dass sich die Wirtschaftlichkeit des Rollouts deutlich verbessern lässt, ohne bestehende Marktprozesse, Sicherheitsmechanismen oder die Architektur intelligenter Messsysteme grundsätzlich zu verändern. Dadurch können Installationsaufwand, Hardwareeinsatz und Betriebskosten reduziert werden, während gleichzeitig auf bestehende Investitionen aufgebaut wird.

Aus unserer Sicht kommt der Migrationsfähigkeit zukünftiger Lösungen eine besondere Bedeutung zu. Viele Messlokationen, die heute als optionale Einbaufälle gelten, werden künftig durch Wärmepumpen, Ladeeinrichtungen oder Photovoltaikanlagen Bestandteil des verpflichtenden Rollouts werden. Neue Technologien sollten deshalb so gestaltet sein, dass bereits installierte Infrastruktur möglichst weitergenutzt werden kann und spätere Doppelinvestitionen vermieden werden. Migrationsfähigkeit bedeutet dabei nicht nur die Möglichkeit eines späteren Austauschs, sondern idealerweise die schrittweise Erweiterung bestehender Systeme unter Nutzung bereits installierter Komponenten und Prozesse.

Ebenso wichtig erscheint eine konsequent technologieoffene Bewertung zukünftiger Lösungsansätze. Nicht die Wahl einer bestimmten Kommunikationstechnologie oder Geräteklasse sollte im Vordergrund stehen, sondern die Erfüllung klar definierter Anforderungen. Hierzu zählen insbesondere Interoperabilität, Eichrechtskonformität, Cybersicherheit, standardisierte Marktprozesse sowie die langfristige Integrationsfähigkeit in die bestehende Smart-Meter-Infrastruktur. Nur wenn unterschiedliche technische Ansätze anhand identischer Kriterien bewertet werden, kann ein fairer und innovationsfördernder Wettbewerb entstehen.

Die vorliegende Studie leistet hierzu einen wichtigen Beitrag, indem sie den Blick von der Erfüllung heutiger Rolloutverpflichtungen auf eine langfristige Zielarchitektur für die Digitalisierung der Messinfrastruktur erweitert. Aus unserer Sicht wird der zukünftige Erfolg des Smart-Meter-Rollouts deshalb weniger davon abhängen, welche neue Hardware entwickelt wird, sondern vor allem davon, wie konsequent bestehende Infrastruktur weitergenutzt, skaliert und technologisch weiterentwickelt werden kann.

Tibber Deutschland GmbH, Göran Kügler & Pascal Rubert

Wir begrüßen den Bericht: Er benennt klar, dass zwei Drittel der Messstellen auf absehbare Zeit kein iMSys erhalten und die EU-Quoten ohne diese Fälle nicht erreichbar sind und sein Anforderungskatalog für ein Smart Meter Light deckt sich weitgehend mit unserem Konzeptpapier.

Vier Einordnungen:

Kapitel 3 – Beschleunigung des iMSys-Rollouts (Kommunikationsinfrastrukturen): Für ein Smart Meter Light sollte ergänzt werden, dass wettbewerbliche Messstellenbetreiber diskriminierungsfreien Zugang zu gemeinsam genutzten Netzen (450 MHz, BPL, LPWAN) erhalten. Kundengetriebene Nachfrage und wettbewerblicher Zugang sind ein zentraler, bislang unterbelichteter Beschleunigungshebel.

Kapitel 5.2 – Anforderungen an ein Smart Meter für optionale Einbaufälle: Die Anforderung „Interoperabilität mit dem SMGW zur Nachrüstbarkeit" sollte technologieoffen gefasst werden. Europäische Standardzähler und der optische Bestandspfad haben meist keine LMN-Schnittstelle; eine starre SMGW-Aufrüstpflicht würde gerade die skalenstärksten Lösungen ausschließen. Maßgeblich ist das Ziel – späterer Steuerungsbedarf ohne vollständigen Zählertausch abbildbar –, nicht ein einzelner technischer Weg. Gleichwertig anzuerkennen sind die Nachrüstung einer schlanken Steuerbox bzw. eines „SMGW light" sowie die reguläre Umrüstung, sobald die Messstelle zum Pflichtfall wird. Ergänzend sollte die DMD-Route nach Art. 7b VO (EU) 2024/1747 aufgenommen werden, deren Validierungsverfahren den Bestandspfad kurzfristig rechtssicher macht.

Kapitel 5.3 – Optionen und Maßnahmen (Pfad A / Pfad B): Drei Punkte:
Erstens denkt der Bericht das Smart Meter Light primär als neues Gerät, das die mME ersetzt. Die 28 Mio. verbauten mME lassen sich über die optische INFO-Schnittstelle aber heute schon auslesen – kundenseitig installierbar, ohne Zählertausch. Wir verstehen diesen Pfad ausdrücklich als sofort verfügbare Übergangslösung für den Bestand; die skalierbare Zielarchitektur bilden die Neugeräte-Konzepte. Genau deshalb sollte er schon jetzt als eigenständiger Übergangspfad ermöglicht und nicht nur als „Vorform" in Tabelle 2 geführt werden.
Zweitens muss das Smart Meter Light für Kund:innen erkennbar günstiger sein als das iMSys. Die PoG-Variante „gleicher Preis wie iMSys" nimmt dem Ansatz seinen Sinn; ein spürbarer Kundenvorteil ist der Nachfragetreiber. Die Preisobergrenze sollte klar zwischen mME (25 €) und iMSys liegen.
Drittens sprechen die im Bericht genannten Zahlen zu Pfad A (80–155 €/Jahr, Unterdeckung 21–39 %, Quersubventionierungsrisiko) und die trotz jahrelanger Einpreisung ausgebliebene Skalierung der 1:n-Anbindungen klar dafür, Pfad B zügig zu ermöglichen. Beide Ansätze schließen sich nicht aus – das Smart Meter Light bedient die individuelle Nachfrage dort, wo eine gebäudeweite iMSys-Umstellung nicht zustande kommt.

Kapitel 6 – Fazit (Zeitrahmen und Umsetzung): Wir teilen den Befund, dass zeitnah entschieden werden muss – und sehen den Auftrag bereits gesetzt: Der Koalitionsbeschluss vom 2. Juli 2026 und der Entschließungsantrag von CDU/CSU und SPD zum StromVKG (8. Juli 2026) fordern die Umsetzung ausdrücklich, zusätzlichen Zeitdruck erzeugt der EU-Verordnungsentwurf zu verbindlichen Mindestquoten (50 % bis 2030), der unmittelbar gälte. Wir schlagen daher vor, die Eckpunkte einer fokussierten MsbG-Novelle noch 2026 zu verabschieden und Art. 7b (DMD) kurzfristig national umzusetzen, um das nationale Gestaltungsfenster vor den EU-Vorgaben zu nutzen.

Verbraucherzentrale NRW und Bayern

Probleme beim Zählereinbau effizient beheben

Nicht selten kommt es nach dem Einbau von intelligenten Messsystemen zu Problemen. Die Marktkommunikation, also die Kommunikation und Datenübertragung zwischen Messstellenbetreibern, Netzbetreibern und Stromanbietern funktioniert nicht. Dadurch können Verbraucher:innen dynamischen Stromtarife oder zeitvariable Tarife nach §14 a EnWG nicht oder erst mit Zeitverzögerung nutzen. Verbraucher:innen wissen nicht, bei welchem Akteur das Problem liegt, und finden keinen Ansprechpartner, der sich des Problems annimmt. Die Akzeptanz von Smart Metern ist dadurch in Gefahr. Die Verbraucherzentralen NRW und Bayern fordern daher, dass Messstellenbetreiber die Beschwerden aufnehmen und lösen. Sie sollten als zentrale, verbindliche Anlaufstelle für Haushalte fungieren – auch, wenn das Problem durch andere Marktakteure behoben werden muss. Der Messstellenbetreiber sollte den Prozess des Einbaus begleiten und bei Fragen leicht erreichbar sein. Zudem ist eine verpflichtende, aktive Nachkontrolle durch den MSBs nach Einbau des Smart Meters angebracht und sollte gesetzlich vorgeschrieben werden.

Darstellung des Stromverbrauchs

Die Verbrauchsdaten sollten einfach zugänglich und optisch ansprechend aufbereitet werden, zum Beispiel per App, bereitgestellt durch den MSB. So können Verbraucher ihren Stromverbrauch besser verstehen, Maßnahmen zum Stromsparen ergreifen und besser einschätzen, ob sich ein dynamischer Tarif lohnen könnte. Aktuell praktizierte Lösungen, die nur mit hohem technischem Sachverstand umsetzbar sind, bleiben deutlich hinter den Erwartungen der Verbraucher: innen zurück.

Freiwilliger Einbau eines intelligenten Messsystems: Smart Meter light sollte eingeführt werden

Für Haushalte, die einen dynamischen Tarif nutzen wollen, aber kein Pflichteinbaufall sind, lohnt der Einbau eines Smart Meters in der Regel nicht. Denn anders als beim Pflichteinbau gibt es keine gesetzlichen Preisobergrenzen, und zusätzliche einmalige sowie laufende jährliche Kosten für den „Einbau auf Kundenwunsch" machen Ersparnisse durch Lastverschiebungen wieder zunichte. Für diese Haushalte sind die recht aufwendigen und daher teuren Smart Meter ungeeignet. Die Verbraucherzentralen NRW und Bayern begrüßen daher die Pläne der Bundesregierung, einen Smart Meter light einführen zu wollen. Ein kostengünstigeres Modell kann in deutlich mehr Haushalten eingebaut werden. Für Haushalte wird die Verbrauchstransparenz verbessert und dynamische Tarife sowie zeitvariable Netzentgelte können sich für mehr Haushalte lohnen. Eine Erweiterung des aktuellen Smart Meter-Rollouts auf einen deutlich größeren Kreis von Messlokationen zur Erfüllung von geplanten EU-Quoten beim Smart Meter Rollout, lehnen die Verbraucherzentralen NRW und Bayern hingegen aus Kosten- und Effizienzgründen ab. Dieser würde zu steigenden Kosten für den Messstellenbetrieb für die betroffenen Haushalte führen, und zudem zu steigenden Stromkosten, da ein Teil der Kosten für den Smart Meter Rollout über die Netzentgelte finanziert wird.

Zenner International

Wer den Nutzen eines Smart Meters allein an der netzdienlichen Direktsteuerung bemisst, übersieht die Markt- und Kundenperspektive unseres dezentralen Energiesystems. Der Mehrwert des Smart Meter Light (SML) liegt in der Prozessoptimierung: Er liefert validierte 15-Minuten-Werte, beendet die bilanzielle Fehleranfälligkeit starrer Standardlastprofile und legt das Fundament für die digitalisierte Energiewelt der Endkunden. Erst durch diese kostengünstige und cybersichere Infrastruktur werden dynamische Tarife, Energy Sharing und vor allem hochautomatisierte, energiewirtschaftliche Kernprozesse – wie der 24-Stunden-Lieferantenwechsel – für die breite Masse wirtschaftlich realisierbar.

Der Smart Meter Light – vertraute Technik in vorhandenen Infrastrukturen
Ein Konzept aus der Praxis für die Praxis: Die Installation eines SML gestaltet sich exakt so wie bei einer herkömmlichen modernen Messeinrichtung (mME). Unternehmen, Systeme, Logistik und Monteure handhaben die gleichen Geräte, die sie heute schon abseits des iMSys-Rollouts verwenden und kennen. Ein SML ist konzeptionell so angelegt, dass er bei Bedarf über die standardisierten Schnittstellen der mME zu einem vollwertigen iMSys aufrüstbar ist. Ungeachtet der Einordnung einer Messstelle nach MsbG oder der Weiterentwicklung des Rechtsrahmens sind somit Stranded Investments ausgeschlossen.
Weiterhin fügt sich das SML nahtlos in vorhandene Infrastrukturen ein. In der Regel ist bei Messstellenbetreibern bereits heute ein Bündel an Headend-Systemen vorzufinden, die Messwerte verschiedener Technologien und Systeme harmonisieren und für Folgesysteme bereitstellen. Durch den bewussten Verzicht auf die für reine Messanwendungen überdimensionierte Gateway-Administrations- und PKI-Architektur können Prozesse erheblich verschlankt und IT-Kosten massiv gesenkt werden. Vorhandene Infrastrukturen werden genutzt, um die systemische Effizienz durch spartenübergreifende Synergien zu maximieren.

Europäische Standards statt nationaler Doppel-Regulierung
Da das SML technologisch auf die von VDE-FNN definierte mME aufsetzt, ist die Hardware des SML bereits vollständig spezifiziert. Hersteller können zeitnah SML für den Markt bereitstellen, sodass Messstellenbetreiber (MSB) zügig mit der Ausbringung starten. MSB setzen dabei auf ihre individuell bevorzugte Kommunikationstechnologie, die Marktintegration erfolgt über die Backendsysteme und Marktkommunikation.
Hierbei sind die Anforderungen an die Cybersicherheit und die Update-Fähigkeit der Geräte durch den Cyber Resilience Act (CRA) vollständig gegeben und bereits heute für alle Smart Meter europaweit umzusetzen.
Ebenso wird die notwendige Lieferketten-Resilienz verbindlich durch die europäische NIS-2-Richtlinie etabliert.
Die zwingende Vorgabe einer nationalen BSI-Zertifizierung für das SML würde den etablierten europäischen Sicherheitsrahmen lediglich doppeln, die dringend benötigten Kostenvorteile zunichtemachen und einen schnellen Marktstart verhindern.

Jetzt den Digitalisierungs-Turbo zünden
Die Etablierung des Smart Meter Light für die sogenannten optionalen Einbaufälle stellt den entscheidenden Baustein dar, um die europäischen Ziele fristgerecht und wirtschaftlich zu erreichen. Es bietet sich nun die einmalige Chance, die Digitalisierung der deutschen Stromnetze durch Pragmatismus und den Einsatz europäischer Standardtechnik zu einem echten Erfolgsmodell werden zu lassen. Nur so sichern wir Investitionsstabilität, heben brachliegende Effizienzpotenziale und führen den Smart-Meter-Rollout in Deutschland zum volkswirtschaftlichen Erfolg.

Literaturverzeichnis

BMWE. 2024. Resilienz weiter stärken, den Systemnutzen der Digitalisierung der Energiewende konsequent heben - Digitalisierungsbericht nach §48 MsbG. [Online] 22. 07 2024. [Zitat vom: 15. 07 2026.] https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/digitalisierungsbericht-energiewende.html.

Bundesnetzagentur. 2025. Monitoring: Roll-out intelligenter Messsysteme. [Online] Bundesnetzagentur, 31. 12 2025. [Zitat vom: 15. 07 2026.] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NetzzugangMesswesen/Mess-undZaehlwesen/iMSys/artikel.html.

De Paola, A., Andreadou, N. and Kotsakis, E. 2024. Clean Energy Technology Observatory: Smart Grids in the European Union - 2023 Status Report on Technology Development Trends, Value Chains and Markets. [Online] 24. 10 2024. https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC134988.

Ernst & Young GmbH. 2013. Ernst & Young GmbH: Cost-benefit analysis for the comprehensive use of smart metering systems - Final report - Summary. [Online] 13. 07 2013. [Zitat vom: 15. 07 2026.] https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/EN/Publikationen/cost-benefit-analysis-for-the-comprehensive-use-of-smart-metering-systems.html.

EU Commission. 2026. Strategic Roadmap for Digitalisation and AI in the Energy Sector. [Online] 03. 06 2026. [Zitat vom: 15. 07 26.] https://energy.ec.europa.eu/document/download/fbe97b7a-20ff-4361-a8b2-9a4055695f3a_en?filename=COM_2026_501_1_EN_ACT_part1_v9.pdf.

FfE. 2023. The Smart Meter Rollout in Germany and Europe. [Online] FfE, 07. 02 2023. [Zitat vom: 15. 07 2026.] https://www.ffe.de/en/publications/the-smart-meter-rollout-in-germany-and-europe/.

Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE). 2025. Flexibilitäts-Check: Gemeinsame Studie von E.ON und der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) zum Potenzial flexibler Energienutzung in deutschen Haushalten. [Online] 03. 06 2025. [Zitat vom: 07. 17 2026.] https://www.eon.de/content/dam/eon/eon-de-zwei/documents/unternehmen/presse/energieatlas/eon-flexibilitaets-check-interaktiv.pdf.

Forum Netztechnik Netzbetrieb im vde. 2025. Grundlage für die Durchführung einer Netzzustandsermittlung in der Niederspannung geschaffen. [Online] 10. 04 2025. [Zitat vom: 07. 17 2026.] https://www.vde.com/de/fnn/aktuelles/grundlage-fuer-die-durchfuehrung-einer-netzzustandsermittlung-in-der-niederspannung-geschaffen-.

Koalitionsausschuss der Bundesregierung. 2026. Ein Programm für Aufschwung und Beschäftigung. [Online] 02. 07 2026. [Zitat vom: 15. 07 2026.] https://www.bundesregierung.de/resource/blob/2196306/2445592/bc8e5e160d879f0bdd593121a96a45d2/2026-07-02-koaausschuss-data.pdf?download=1.

Physikalisch-Technische Bundesanstalt. 2002. *Anforderungen an elektronische und softwaregesteuerte Messgeräte und Zusatzeinrichtungen für Elektrizität, Gas, Wasser und Wärme.* 2002. https://oar.ptb.de/files/download/681c517453218de84f08e653