



octopusenergy

Machbarkeitsstudie

Smart Meter Light

*Technische, prozessuale und kostenseitige
Bewertung eines ergänzenden Konzepts für
optionale Einbaufälle*

Version 0.5

Stand: 28.09.2026

Impressum:

Octopus Energy Germany GmbH
August-Everding-Straße 25
81671 München

Kontakt: politik@octopusenergy.de

Dieses Dokument wurde mit Unterstützung von Künstlicher Intelligenz (KI) bearbeitet.

Inhalt

1. Status quo und Untersuchungsrahmen	1
1.1 Ausgangslage und Handlungsbedarf	1
1.2 Potenzialabschätzung	2
1.3 Technische Referenzlösungen im Status quo	3
1.4 Prozess- und Systemlandschaft des Messstellenbetriebs	4
2. Handlungsfelder für die technische Machbarkeit	7
2.1 Gerätetechnik und Produktentwicklung	7
2.1.1 Messwertbildung und Datenqualität	7
2.1.2 Produktentwicklung, Konformitätsbewertung und Markteinführung	8
2.2 Kommunikation und Datenübertragung	9
2.3 Integration in IT-Systeme und Prozesse	12
2.4 Kosten	12
3. Zielbild und Integration des Smart Meter Light	13
3.1 Funktionales Zielbild	13
3.2 Zielarchitektur für Daten und Systeme	14
3.3 Integration in die Messstellenbetriebsprozesse	16
3.3.1 Upgrade vom Smart Meter Light zum iMSys	18
3.3.2 Einbindung in die Marktkommunikation	18
4. Betriebswirtschaftlicher Kostenvergleich	20
4.1 Szenarien und Prämissen	20
4.2 Kostenpositionen	21
4.2.1 Einmalige Geräte-, Installations- und Projektierungskosten	21
4.2.2 Laufende Betriebs- und Prozesskosten	21
4.3 Ergebnisse des Kostenvergleichs	23
4.4 Einordnung der Ergebnisse	23
5. Umsetzungspfad zur Markteinführung	25
5.1 Voraussetzungen für Markteinführung und Skalierung	25
5.2 Phasenmodell, zeitlicher Umsetzungskorridor und kritische Voraussetzungen	25
6. Gesamtbewertung und Schlussfolgerungen	28
7. Quellenverzeichnis	29
8. Glossar und Abkürzungsverzeichnis	31
I. Appendix	34
I.1 Modellprämissen Kostenvergleich	34
I.1.1 Grundlage und Belastbarkeit der Kostenansätze	34
I.1.2 Kalibrierung der Sockelkosten	35
I.2 Einfluss des MSB-Betriebsmodells auf Kosten	36

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Potenzialabschätzung.....	2
Abbildung 2: MSB-IT-Architektur iMSys.....	6
Abbildung 3: Entwurf eines Smart Meter Light	15
Abbildung 4: Applikationslandschaft gMSB.....	16
Abbildung 5: Applikationslandschaft SML	17
Abbildung 6: MSB-Funktionsmodell-Vergleich	18
Abbildung 7: Prozesslandkarte Smart Meter Light	19

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Vergleichende Übersicht von Geräteklassen.....	4
Tabelle 2: Vergleich möglicher Kommunikationstechnologien für den Smart Meter Light	12
Tabelle 3: Szenarien Kostenvergleich.....	21
Tabelle 4: Jährliche Kosten (netto) nach Kostenblöcken (€ je Zählpunkt und Jahr)	24
Tabelle 5: Indikative SML-Umsetzungsroadmap.....	27
Tabelle 6: Zusammenfassende Bewertung	29
Tabelle A 1: Modellprämissen und Abgrenzungen	35
Tabelle A 2: Grundlage und Belastbarkeit je Kostenblock	35
Tabelle A 3: Gerätetechnik – Modellwerte vor und nach Annualisierung	36
Tabelle A 4: Jährliche Kosten (netto) bei wMSB-Betriebsmodell (€ je Zählpunkt und Jahr)	37

Vorbemerkungen

Die vorliegende Machbarkeitsstudie basiert auf der Auswertung öffentlich zugänglicher Studien, technischer Dokumentationen und weiterer Fachquellen sowie auf Gesprächen mit Messstellenbetreibern, Geräteherstellern, IT-Dienstleistern und Branchenexperten. Aufgrund der Vertraulichkeit einzelner Informationen werden bestimmte Gesprächspartner und unternehmensspezifische Kostenbenchmarks ausschließlich anonymisiert ausgewiesen.

Bei der Recherche, Strukturierung und redaktionellen Bearbeitung der Studie wurden unterstützend Werkzeuge der Künstlichen Intelligenz (KI) eingesetzt. Die Auswahl und Einordnung der Quellen sowie die fachlichen Bewertungen und Schlussfolgerungen liegen in der Verantwortung des Projektteams.

Die Studie stellt eine Machbarkeitsbewertung auf Grundlage des zum Untersuchungszeitpunkt verfügbaren Kenntnisstands dar. Noch nicht abschließend validierte Kostenwerte und technische Annahmen werden entsprechend kenntlich gemacht.

Management Summary

Untersuchungsgegenstand und Kernergebnisse

Die vorliegende Studie untersucht, ob und unter welchen Voraussetzungen der Smart Meter Light (SML) als ergänzende Lösung für Strom-Messstellen außerhalb des verpflichtenden Einbaus intelligenter Messsysteme (iMSys) technisch und prozessual realisiert werden kann. Ergänzend wird anhand vorliegender Marktinformationen und Kostenindikationen untersucht, wie sich die Kosten eines Smart Meter Light im Vergleich zur modernen Messeinrichtung (mME) und zum intelligenten Messsystem (iMSys) einordnen lassen. Die Betrachtung umfasst dabei die gesamte Prozesskette vom Zähler bis zur Integration in IT-Systeme und Marktprozesse. Mess- und eichrechtliche Anforderungen werden berücksichtigt, soweit sie die technische Umsetzung unmittelbar bestimmen. Eine eigenständige politische oder regulatorische Bewertung ist nicht Gegenstand der Studie.

Die Untersuchung zeigt, dass der Smart Meter Light technisch und prozessual grundsätzlich realisierbar ist. Die erforderlichen Geräte-technischen und systemischen Bausteine sind weitestgehend verfügbar. Der wesentliche Umsetzungsbedarf konzentriert sich auf die Standardisierung der Geräte- und Sicherheitsanforderungen, eine gesicherte Zeitsynchronisierung, die Integration in IT-Systeme und Marktprozesse sowie eine Pilotierung und Testphase von SML im Feld.

Der indikative Kostenvergleich zeigt eine Kosten-technische Verortung des SML zwischen mME und iMSys.

Für einen als Referenz angenommenen grundzuständigen Messstellenbetreiber mit 100.000 Zählpunkten ergeben sich indikativ annualisierte Kosten von rund 51 bis 73 Euro je Zählpunkt und Jahr. Dem stehen rund 15 Euro für die mME sowie rund 88 Euro für ein iMSys in einer durchschnittlichen 1:n-Konfiguration beziehungsweise rund 105 Euro in einer 1:1-Konfiguration gegenüber. Der modellierte Kostenvorteil des SML gegenüber dem iMSys beträgt damit je nach Szenario rund 15 bis 54 Euro je Zählpunkt und Jahr. Die Werte beruhen auf Annahmen zur noch nicht abschließend spezifizierten technischen Ausgestaltung.

Gesamtfazit: Der Smart Meter Light erscheint technisch, prozessual und Kosten-seitig grundsätzlich realisierbar zu sein für optionale Einbaufälle ohne Steuerungsanforderung. Er könnte dabei als zusätzliche, freiwillig einsetzbare Rolloutoption für Messstellenbetreiber ausgestaltet werden. Die Messstellenbetreiber können damit abhängig von ihren technischen Voraussetzungen, ihrer IT- und Prozesslandschaft sowie den jeweiligen Einbaufällen entscheiden, ob sie den SML einsetzen oder ihre bisherige Rolloutstrategie mit mME und iMSys fortführen. Voraussetzungen für eine Markteinführung sind eine verbindliche Spezifikation, ein angemessenes messrechtliches Nachweisverfahren einschließlich gesicherter Zeitführung, der Nachweis der Kommunikations- und Messwertqualität unter realen Einbaubedingungen sowie eine durchgängige IT- und Prozessintegration. Bei stringenter und konsequenter Ausarbeitung des Smart-Meter-Light-Ansatzes sowie paralleler Entwicklung erscheint ein Korridor von rund 24 Monaten bis zur Rolloutfähigkeit nicht unplausibel.

1. Status quo und Untersuchungsrahmen

1.1 Ausgangslage und Handlungsbedarf

Der heutige Pflichtrollout intelligenter Messsysteme (iMSys) adressiert nur Kunden mit einem Jahresverbrauch von mindestens 6.000 kWh, steuerbare Verbrauchseinrichtungen gem. §14a EnWG oder Erzeugungsanlagen > 7kWp. Dies betrifft je nach zugrundeliegendem Schätzverfahren in etwa 27 Mio. Zählpunkte.¹ Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass an über der Hälfte der Zählpunkte kein kostengünstiger Anspruch auf eine iMSys geltend gemacht werden kann und somit bspw. Vorteile von dynamischen Tarifen (die eine Fernauslesbarkeit von feingranularen Messwerten erfordern) nur durch Zuzahlungen gem. §34 Abs 2 MsbG erlangt werden können.

Die heutige moderne Messeinrichtung (mME) löst dieses Problem nicht: Sie misst zwar digital, stellt die Werte aber nur über eine optische Schnittstelle lokal bereit und verfügt über keine Fernkommunikation. Geschäftsmodelle auf Basis zeitnah ermittelter Messwerte – wie insb. die o.g. dynamischen Tarife – lassen sich somit nicht realisieren. Darüber hinaus ist die erforderliche manuelle Ablesung im Vergleich zur automatisierten Fernablesung aufwendig und fehleranfällig: Ablesewerte können verspätet, unvollständig oder falsch übermittelt werden, bei ausbleibender Rückmeldung sind Schätzungen oder Nachfassprozesse vor Ort erforderlich. In Summe entsteht damit durch die digitale mME für den Kunden kein zusätzlicher Nutzen im Vergleich zu den konventionellen Ferraris-Zählern, während beim Messstellenbetreiber operative Kosten für Kommunikation, Plausibilisierung, Ersatzwertbildung und Klärung anfallen.

Die Diskussion um eine vereinfachte Smart-Meter-Lösung für diese Kundengruppe ist nicht neu. Bereits 2024 stellte die Initiative „Simplify Smart Metering“ in einem ersten Positionspapier das Konzept einer „smarten mME“ vor: Eine moderne Messeinrichtung sollte demnach auch ohne Smart-Meter-Gateway fernauslesbar sein und beispielsweise über bestehende LPWAN-Infrastrukturen Messwerte übertragen können. Für reine fernauslesbare Messanwendungen – d.h. für Anwendungsfälle, die keine Steuerung in der Kundenanlage erfordern – wurde dies als potenziell kosteneffiziente Ergänzung zum iMSys beschrieben; zugleich sollte die spätere Einbindung in ein iMSys weiterhin möglich bleiben. Zielbild war eine einfache und kostengünstige Übertragung viertelstündlicher Messwerte, insbesondere für die Abrechnung flexibler Tarife. Mit dem Beschluss der Regierungskoalition vom 2. Juli 2026, im Rahmen ihrer Reformagenda „Ein Programm für Aufschwung und Beschäftigung“ einen kostengünstigen und cybersicheren Smart Meter Light für Kunden außerhalb des Pflichtrollouts zu etablieren, erhielt die Diskussion nun wieder Dynamik.

¹ EY/BET (2024, S. 2f) modellieren im Szenario Pflicht-Rollout für 2032 rund 27 Mio. verpflichtende Einbaufälle bei insgesamt rund 63 Mio. Messlokalationen. Die Differenz von rund 36 Mio. beschreibt ein theoretisches Ausgaspotenzial; sie ist keine Absatzprognose.

1.2 Potenzialabschätzung

Das grundsätzliche Potenzial für ein Smart Meter Light ergibt sich aus den Strom-Zählpunkten in Deutschland, für die kein verpflichtender Einbau eines intelligenten Messsystems vorgesehen ist. Nur bei Messlocationen mit höherem Jahres-Stromverbrauch, steuerbarer Verbrauchseinrichtungen oder relevanten Erzeugungsanlagen ist der verpflichtende Einbau von intelligenten Messsystemen vorgesehen. Bei allen anderen Messlocationen ist die Ausstattung optional, die Fernauslesbarkeit kann aber auch hier nur mit einem intelligenten Messsystem hergestellt werden.

Aktuelle Prognosen gehen davon aus, dass sich die Zahl der Messlocationen im Jahr 2032 auf ca. 63 Mio. erhöhen und davon ca. 27 Mio. Teil des Pflichtrollouts sein werden². Damit verbleibt eine Größenordnung von bis zu 36 Millionen Zählpunkten, für die grundsätzlich eine einfachere digitale Messlösung in Betracht kommen kann.³

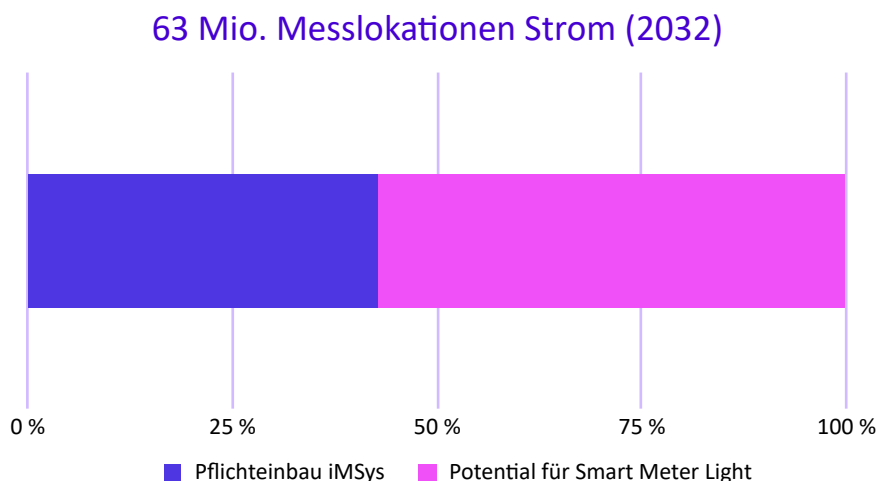


ABBILDUNG 1: POTENZIALABSCHÄTZUNG

Die Abschätzung setzt voraus, dass der Einbau nicht von einer individuellen Zustimmung des Anschlussnutzers abhängig ist und grundsätzlich zu dulden wäre. Die konkrete rechtliche Ausgestaltung einer solchen Einbau- beziehungsweise Duldungsregelung ist im weiteren politischen und regulatorischen Prozess zu konkretisieren.

Exkurs: Abgrenzung von Pflichteinbaufällen

Nach § 29 MsbG gilt eine Messstelle als Pflichteinbaufall, wenn mindestens eines der folgenden Kriterien erfüllt ist:

- ein Jahresverbrauch von mehr als 6.000 Kilowattstunden
- Vorhandensein einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung nach § 14a EnWG, insbesondere Wärmepumpen, Wallboxen und Batteriespeicher
- Erzeugungsanlagen nach EEG oder KWKG ab 7 Kilowatt installierter Leistung

² Vgl. EY / BET (2024, S. 2f.).

³ Diese Größenordnung ist ausdrücklich als Potenzialabschätzung und nicht als Marktprognose zu verstehen. Wie viele Zählpunkte tatsächlich mit einem Smart Meter Light ausgestattet werden könnten, hängt unter anderem von der regulatorischen Ausgestaltung, dem weiteren iMSys-Rollout, den Austauschzyklen bestehender Zähler sowie den Rolloutstrategien der Messstellenbetreiber ab.

1.3 Technische Referenzlösungen im Status quo

Für die Bewertung des Smart Meter Light werden vier heute verfügbare bzw. etablierte Referenzbilder herangezogen: die moderne Messeinrichtung (mME), das intelligente Messsystem im 1:1-Betrieb, das intelligente Messsystem mit mehreren Zählern an einem Smart-Meter-Gateway (1:n) sowie fernauslesbare Zähler anderer Sparten, die beispielsweise über LPWAN-Netze (bspw. LoRa oder mioty) kommunizieren. Letztere sind insbesondere deshalb relevant, weil entsprechende Kommunikationsinfrastrukturen bei vielen Versorgungsunternehmen bereits produktiv für Wasser- und Wärmezähler eingesetzt werden und damit praktische Erfahrungen zu Reichweite, Skalierung und Betrieb vorliegen.

Die Geräteklassen im Überblick

Moderne Messeinrichtung (mME) – digital messen, lokal ablesen

- Ein digitaler Stromzähler, der den Stromverbrauch elektronisch erfasst, aber über keine reguläre Fernkommunikation verfügt. Die Messwerte müssen daher weiterhin vor Ort abgelesen oder vom Kunden übermittelt werden. Geeignete moderne Messeinrichtungen können später mit einem Smart-Meter-Gateway zu einem intelligenten Messsystem erweitert werden.

Intelligentes Messsystem (iMSys) – messen, kommunizieren und bei Bedarf steuern

- Ein intelligentes Messsystem besteht aus mindestens einer modernen Messeinrichtung und einem vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) zertifizierten Smart-Meter-Gateway (SMGW). Das Gateway ermöglicht die sichere Übertragung der Messwerte und kann auch Steuerungsfunktionen unterstützen.
 - Dabei wird unterschieden zwischen:
 - **1:1-Betrieb:** Ein Zähler nutzt ein eigenes Smart-Meter-Gateway.
 - **1:n-Betrieb:** Mehrere Zähler nutzen gemeinsam ein Smart-Meter-Gateway. Dadurch lassen sich insbesondere die gatewaybezogenen Kosten auf mehrere Zählpunkte verteilen.

Smart Meter Light (SML) – messen und einfach kommunizieren, ohne zu steuern

- Der Smart Meter Light ist das in dieser Studie untersuchte Zielbild eines digitalen Stromzählers mit vereinfachter, sicherer Fernkommunikation. Er soll abrechnungs- und bilanzierungsfähige Viertelstundenwerte bereitstellen, übernimmt jedoch keine Steuerungsfunktionen. Die erforderliche Zeitzuordnung und Messwertqualität müssen technisch sichergestellt werden.
- Der Zähler soll außerdem so ausgelegt sein, dass er bei einer späteren Umrüstung auf ein intelligentes Messsystem weiterverwendet werden kann. Hierzu wird ein Smart-Meter-Gateway ergänzt. Der Smart Meter Light ist bislang keine abschließend spezifizierte Gerätekategorie; seine technische Ausgestaltung ist Gegenstand der vorliegenden Untersuchung.

Die Referenzbilder unterscheiden sich dabei nicht nur hinsichtlich der eingesetzten Gerätetechnik. Für die weitere Untersuchung ist entscheidend, welcher technische und betriebliche Aufwand entlang der gesamten Messkette entsteht. Die Studie betrachtet sie deshalb aus vier Perspektiven: Gerätetechnik und Produktentwicklung, Datenübertragung, IT- und Prozessintegration sowie Kosten. Diese vier Handlungsfelder bilden zugleich die Struktur für die anschließende Machbarkeitsbewertung des Smart Meter Light.

TABELLE 1: VERGLEICHENDE ÜBERSICHT VON GERÄTEKLASSEN

Referenzbild	Gerätetechnik	Datenübertragung	IT & Prozesse	Kostenlogik
mME	Digitaler Zähler ohne eigene Fernkommunikation	keine reguläre WAN-Anbindung; abrechnungsrelevante Messwerte durch Kundin oder Ableser bereitzustellen	etablierte einfache MSB-Prozesse	niedrige Geräte- und Betriebskosten
iMSys 1:1	mME/Basiszähler + eigenes SMGW	WAN über SMGW (Mobilfunk, Breitband-Powerline, 450Mhz oder Ethernet)	Eigene GWA-/ MDM-Systemwelt und iMSys-Prozesse	höchste technische und betriebliche Komplexität
iMSys 1:n	mehrere Zähler an einem SMGW	gemeinsame WAN-Anbindung	iMSys-Prozesse bleiben, SMGW- und GWA-Kosten könnten sich je nach Lizenzmodell reduzieren	Gemeinsame Nutzung eines SMGW; Skaleneffekte insbesondere bei gatewaybezogenen Kosten
Fernauslesbare Zähler anderer Sparten	Für Wasser oder Wärme: Zähler mit integriertem / angefügtem Funkmodul	z. B. LPWAN (LoRaWAN, mioty), Mobilfunk, Kunden-WLAN	Head-End-/IoT-Plattformen für Messwerte, etablierte Fernauslesung	Geteilte Kommunikationsinfrastruktur ermöglicht geringe Kosten je Endpunkt bei ausreichender Netzdichte

Der Smart Meter Light ist vor diesem Hintergrund als mögliche Kombination bereits etablierter Elemente zu verstehen: einfache Zählertechnik, direkte Fernkommunikation und reduzierte Backend-Komplexität.

1.4 Prozess- und Systemlandschaft des Messstellenbetriebs

Der Betrieb intelligenter Messsysteme erfolgt heute in einer arbeitsteiligen Prozess- und IT-Landschaft, die sich bei Messstellenbetreibern über viele Jahre entwickelt hat. Diese Landschaft umfasst nicht nur die eigentliche Gerätetechnik, sondern eine Vielzahl kaufmännischer, operativer und iMSys-spezifischer Funktionen, die über mehrere IT-Systeme und Marktprozesse hinweg aufeinander abgestimmt werden müssen. Die nachfolgende Darstellung zeigt daher zunächst die heutige Standardwelt eines Messstellenbetreibers für iMSys als Referenzrahmen für die weitere Untersuchung.

Aus funktionaler Sicht lassen sich die relevanten Bausteine in drei Gruppen einteilen:

- **Kaufmännische Prozesse:** Hierzu zählen unter anderem Vertriebsaktivitäten, Vertrags- und Stammdaten-Verwaltung, Kundenkontaktmanagement, Marktpartnerprozesse, Abrechnung sowie Zahlungs- und Mahnwesen. Diese Funktionen bilden die kundenseitige und kommerzielle Grundlage des Messstellenbetriebs und sind in der Regel in ERP-, CRM- oder Abrechnungssystemen verankert.

- Technisch-operative Prozesse: Dazu gehören insbesondere Beschaffung, Geräteverwaltung oder Gerätemanagement (GM), Lager und Logistik, Auftragssteuerungssystem (ASS)/ Workforce-Management (WFM), Montage sowie Störungsmanagement. Diese Funktionen betreffen die operative Umsetzung des Rollouts und des laufenden Betriebs. Die klassische mME-Ablesung ist in der Darstellung ausgegraut, da hier der Fokus auf dem Betrieb intelligenter Messsysteme liegt.
- iMSys-spezifische Prozesse: Hinzu kommen die für intelligente Messsysteme mit gesetzlich und regulatorisch verankerten Vorgaben versehenen Funktionen wie SMGW-Administration (GWA), Messdaten-Management (MDM), WAN-Kommunikation, CLS-Management und Visualisierung der Messwerte. Diese Bausteine unterscheiden den iMSys-Betrieb wesentlich von einem rein konventionellen Messstellenbetrieb und begründen einen erheblichen Teil der heutigen technischen und prozessualen Komplexität.

Diese Funktionsbausteine müssen in eine konkrete IT-Architektur übersetzt werden. In der Praxis entsteht daraus keine einheitliche Standardlösung, sondern eine mehrschichtige Systemlandschaft aus SMGW-Admin, MDM, CLS-Management, MSB-Backend, MaKo-Anbindung sowie weiteren technischen und kaufmännischen Komponenten. Je nach Messstellenbetreiber kommen hierfür unterschiedliche Softwarelösungen und Dienstleister zum Einsatz. Typischerweise sind daran mehrere Anbieter beteiligt, deren Systeme technisch, fachlich und prozessual miteinander integriert werden müssen. Projekte zur Anbindung des MSB-Backendsystems mit dem GWA-System dauern in der Regel mehrere Monate und involvieren sowohl beim MSB als auch beim Lösungsanbieter eine Vielzahl an Mitarbeitenden über diesen Zeitraum hinweg.

Diese Heterogenität ist für die Bewertung eines Smart Meter Light zentral: Ein neuer Lösungsansatz muss sich nicht in ein einzelnes System, sondern in eine bestehende, vielfach historisch gewachsene Multi-System-Landschaft einfügen. Hinzu kommt, dass die energiewirtschaftlichen Marktprozesse und Datenformate regelmäßig weiterentwickelt werden. Die damit verbundenen Format- und Prozessanpassungen, die typischerweise zweimal pro Jahr umzusetzen sind, erhöhen die Anforderungen an Stabilität, Wartbarkeit und Integrationsfähigkeit der Gesamtarchitektur zusätzlich.

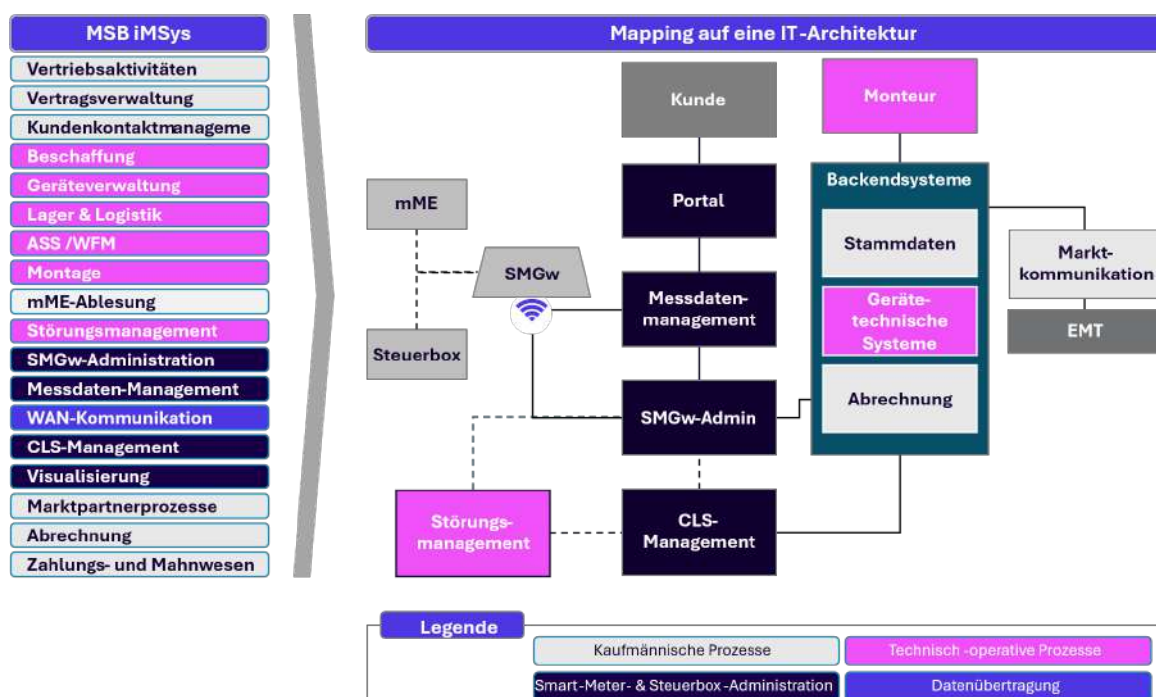


ABBILDUNG 2: MSB-IT-ARCHITEKTUR iMSys

Die in der Abbildung dargestellte Prozess- und Systemlandschaft dient damit als Ausgangspunkt für einen Vergleich zur Smart-Meter-Light-Infrastruktur: Für jedes Handlungsfeld ist zu prüfen, welche Funktionsbausteine ein Smart Meter Light unverändert nutzen kann, an welchen Stellen Anpassungen erforderlich wären und wo gegebenenfalls zusätzliche Systeme, Schnittstellen oder Prozessschritte neu entstehen oder wegfallen.

2. Handlungsfelder für die technische Machbarkeit

Das Konzept Smart Meter Light ist technisch mehr als ein Gerät; bzw. mehr als ein digitaler Stromzähler mit Kommunikationsmodul. Damit Messwerte zuverlässig und automatisiert genutzt werden können, müssen drei Ebenen zusammen funktionieren: Der Zähler muss die wahren Werte inklusive eines Zeitstempels erfassen, sicher und zuverlässig übertragen und damit so bereitstellen, dass sie anschließend in den bestehenden IT-Systemen und Marktprozessen der Energiewirtschaft verarbeitet werden können.

Diese Machbarkeitsstudie betrachtet deshalb die gesamte Kette vom Zähler bis zur Nutzung des Messwerts. Der SML muss insbesondere eine verlässliche Messung, eine eindeutige zeitliche Zuordnung und eine sichere Übertragung der Messwerte zu vertretbaren Kosten gewährleisten. Für die Messwertqualität wird in dieser Studie angenommen, dass ein SML das für ein iMSys etablierte Qualitätsniveau erreichen muss.⁴

Die drei technischen Ebenen müssen zusammenwirken; ergänzt wird die Betrachtung um die kostenseitige Darstellung als vierte Dimension:

1. Gerätetechnik,
2. Datenübertragung,
3. IT- und Prozessintegration sowie
4. Kosten.

2.1 Gerätetechnik und Produktentwicklung

Für den Smart Meter Light muss keine vollständig neue Gerätearchitektur entwickelt werden. Der SML ist jedoch auch keine nachträglich „smart gemachte“ heutige mME, sondern eine neu zu standardisierende Geräteklasse für den reinen Messanwendungsfall. Erforderlich ist dazu ein einheitliches, herstellerübergreifendes Produktprofil für einen Basiszähler erweitert um ein (austauschbares) Kommunikationsmodul und eine Echtzeituhr. Folgende Anforderungen sind konstitutiv:

- **Kommunikationsmodul:** integriert oder steckbar über einen Modulschacht, damit die bevorzugte Übertragungstechnologie je Standort gewählt werden kann, ohne den Basiszähler selbst zu ändern.
- **Echtzeituhr (RTC):** Viertelstundenwerte mit einer eichrechtlich abgesicherten Zeitzuordnung bilden.
- **Aufrüstbarkeit auf ein iMSys ohne erneuten Zählertausch:** Interoperabilität mit zertifizierten SMGW und Anbindbarkeit über die LMN-Schnittstelle zum SMGW.

Zu den nicht-funktionalen Anforderungen gehören insbesondere Interoperabilität, Messbeständigkeit, Datenschutz und Cybersicherheit, ausreichende Funk- und Empfangseigenschaften im Zählerschrank, geringer Energieverbrauch sowie eine auf den langfristigen Einsatz im Massengeschäft ausgelegte Produkt- und Ersatzteilstrategie.

2.1.1 Messwertbildung und Datenqualität

Kernfunktion des Smart Meter Light ist die Bildung einer vollständigen und für Abrechnung und Bilanzierung verwendbaren Viertelstunden-Zeitreihe. Die messtechnische Grundlage bildet ein gemäß der europäischen Messgeräte Richtlinie (MID) konformitätsbewerteter Stromzähler. Für die Bildung abrechnungsfähiger Viertelstundenwerte benötigt der Smart Meter Light eine verlässliche, auf die gesetzliche Zeit rückführbare

⁴ Die Messwertqualität beim iMSys ist in der Praxis jedoch ebenfalls nicht immer exzellent – gMSB geben beispielsweise an, dass ca. 10 % der erforderlichen Daten von intelligenten Messsystemen zur Monatsbilanzierung fehlen – es handelt sich um eine Einzelangabe im BNetzA-Verfahren BK6-24-210, stellt jedoch keinen Einzelfall dar [BNetzA, BK6-24-210 (Feb. 2025)].

Zeitbasis.⁵ Für die technische Machbarkeitsbetrachtung wird angenommen, dass diese Anforderungen durch eine geeignete Kombination aus lokaler Echtzeituhr, gesicherter Zeitsynchronisierung und nachvollziehbarer Fehlerbehandlung erfüllt werden können. Das konkrete Verfahren und dessen Nachweis sind im Rahmen der Gerätespezifikation und Produktentwicklung festzulegen.

Die Messwertbildung ist von der Übertragungshäufigkeit zu trennen. Der Smart Meter Light bildet fortlaufend Viertelstundenwerte und hält diese bis zur Übertragung vor. Die Übermittlung erfolgt nach einem einheitlichen, werkseitig vorkonfigurierten Intervall, beispielsweise einmal täglich.⁶ Unterschiedliche Versandintervalle oder nachträgliche Anpassungen sind im Zielbild nicht vorgesehen, sodass keine entsprechende Parametrierung im laufenden Betrieb erforderlich ist und die Prozesskomplexität gering bleibt. Bei einer Unterbrechung der Kommunikationsverbindung müssen fehlende Messwerte erkannt und nach den geltenden Vorgaben behandelt werden können.⁷

Die bestehenden PTB-Anforderungen bilden eine technische Grundlage für die Spezifikation der Messwertbildung, Zeitzuordnung und Datenqualität des Smart Meter Light. Die Gerätehersteller müssen diese Anforderungen bei der Entwicklung berücksichtigen und deren Einhaltung im Rahmen der vorgesehenen Prüf- und Konformitätsbewertungsverfahren nachweisen. Die hierfür erforderlichen Schritte – von der Gerätekonzeption über Entwicklung und Erprobung bis zur Konformitätsbewertung und Zulassung für den flächendeckenden Einsatz – benötigen einen entsprechenden zeitlichen Vorlauf, der bei der Planung einer möglichen Markteinführung durch die regelsetzenden Instanzen zu berücksichtigen ist.

2.1.2 Produktentwicklung, Konformitätsbewertung und Markteinführung

Wesentliche technische Bausteine des Smart Meter Light sind bereits verfügbar – eine Markteinführung setzt jedoch voraus, dass die regulatorischen und technischen Anforderungen zunächst verbindlich spezifiziert, anschließend in serienfähige Geräte überführt und im Rahmen der vorgesehenen Konformitätsbewertung nachgewiesen werden.

Am Markt verfügbare Geräte verbinden bereits einen MID-konformitätsbewerteten Basiszähler mit integrierter Funkfunktionalität und der Möglichkeit zur späteren Aufrüstung zum intelligenten Messsystem. Daneben existieren modulare Gerätearchitekturen mit Steckplätzen für unterschiedliche Kommunikationsschnittstellen.⁸ Diese Beispiele belegen die technische Realisierbarkeit modularer und funkfähiger Zählerarchitekturen.

⁵ Vgl. Richtlinie 2014/32/EU über Messgeräte (MID), insbesondere Anhang I und Anhang V (MI-003: Elektrizitätszähler für Wirkverbrauch). Nach PTB-A 50.7 muss die Geräteuhr so synchronisiert werden, dass ihre Abweichung von der gesetzlichen Zeit stets weniger als 3 % der Messperiode beträgt; die Länge der Messperiode darf um weniger als 1 % abweichen. Das Zeitsignal muss den Zähler entweder über den Kommunikationsweg selbst oder über einen separaten Weg erreichen. Für jeden Kommunikationsweg ist nachzuweisen, wie dies gewährleistet wird; bei LPWAN-Verfahren mit begrenzter Downlink-Kapazität ist dies besonders anspruchsvoll.

⁶ Die werkseitige Einstellung betrifft die reguläre Messwertübermittlung an den Messstellenbetreiber. Davon zu unterscheiden ist die europäische Anforderung an Smart Meter, Kunden auch nicht validierte, echtzeitnahe Verbrauchsdaten über eine standardisierte Schnittstelle oder per Fernzugriff bereitzustellen (Art. 20 Buchst. a der Richtlinie (EU) 2019/944).

⁷ Auf eine Anforderung zur lokalen Pufferung und vollständigen Nachlieferung sollte unter Umständen verzichtet werden, um den technologischen Lösungsraum nicht unnötig einzuschränken. Insbesondere bei überwiegend LPWAN-Verfahren ist eine Empfangsbestätigung in der Regel nicht vorgesehen, sodass Messwertlücken aufgrund von Übertragungsproblemen nicht erkannt und gezielt nachgeliefert werden können. Für solche Fälle sind geeignete Verfahren zur regelkonformen Ersatzwertbildung vorzusehen.

⁸ Vgl. beispielsweise den eBZ YD3 mit integrierter mioty-Funktionalität und Aufrüstbarkeit zum intelligenten Messsystem sowie den DZG DVS76 mit einem Steckplatz für unterschiedliche Kommunikationsschnittstellen, darunter bspw. LoRa.

Die Produktentwicklung kann daher erst auf Grundlage eines stabilen gesetzlichen und technischen Anforderungsrahmens abgeschlossen werden. Der Umsetzungspfad sollte drei aufeinander abgestimmte Arbeitspakete umfassen:

1. Einordnung im Rechtsrahmen und Klärung der Zuständigkeiten;
2. Erarbeitung der mess-, daten- und sicherheitstechnischen Anforderungen einschließlich eines angemessenen und möglichst schlanken Nachweis- und Konformitätsmodells;
3. darauf aufbauend Produktentwicklung, Pilotierung, Konformitätsbewertung, Produktionsfreigabe und anschließender Markthochlauf mit Geräten mehrerer Hersteller.

Historische Entwicklungsprojekte für moderne Messeinrichtungen benötigten vom dokumentierten Beginn des Messwerkdesigns und der Prototypenentwicklung bis zur Zulassung und zum Serienanlauf rund zwölf Monate. Für den Smart Meter Light ist dieser Zeitraum lediglich ein technischer Plausibilitätsanker. Solange Anforderungen an Zeitstempelung, Datenpfad und Cybersicherheit noch nicht abschließend feststehen, kann für die politische Planung ein Gesamtkorridor von etwa zwei Jahren von der Spezifikation bis zur Marktverfügbarkeit mehrerer Hersteller vorgesehen werden.⁹ Als Annahme wird dazu getroffen, dass ein Smart Meter Light nicht der SM-PKI unterliegt. Cybersicherheit ist dabei als eigenständiger Entwicklungs- und Lebenszyklusprozess zu behandeln. Unabhängig vom nationalen Nachweisverfahren unterliegen funkfähige Zähler dem europäischen Produktrecht, insbesondere den Cybersicherheitsanforderungen der Funkanlagenrichtlinie (seit 1. August 2025) und künftig dem Cyber Resilience Act.

2.2 Kommunikation und Datenübertragung

Für die Fernauslesung eines Smart Meter Light ist keine bundesweit einheitliche Übertragungstechnologie erforderlich. Entscheidend ist, dass die im Zähler gebildeten Messwerte zuverlässig, vollständig, fälschungssicher und datenschutzkonform an das Backend des Messstellenbetreibers übertragen werden. Grundlegende Anforderungen sollten daher funktional definiert werden und umfassen insbesondere die verschlüsselte Übertragung sowie die eindeutige Geräteidentifikation.

Als eine Lösung bietet sich die Übertragung über den öffentlichen Mobilfunk mit LTE und einer M2M-SIM-Karte an. Die Technologie ist marktverfügbar, vergleichsweise einfach in bestehende Betriebsmodelle integrierbar und deckt einen großen Teil der Einbaufälle ab. Die hohe allgemeine LTE-Flächenversorgung in Deutschland darf jedoch nicht mit der tatsächlichen Erreichbarkeit eines Stromzählers gleichgesetzt werden. Die Mobilfunkabdeckung wird für den Außenbereich ausgewiesen, während Stromzähler in der Regel in Kellern, Hausanschlussräumen und metallischen Zählerschränken installiert sind. Praxiserfahrungen deuten darauf hin, dass mit einer ausschließlichen LTE-Strategie nicht alle Pflichteinbaufall-Messstellen zuverlässig erreicht werden können. Die verbleibenden Fälle hängen stark von der regionalen Netzabdeckung, der Gebäudestruktur und dem konkreten Einbauort ab; eine einheitliche Quote für alle Netzgebiete lässt sich daraus nicht ableiten.¹⁰

Daher sollten neben den iMSys-erprobten Lösungen wie klassischem Mobilfunk, Breitband-Powerline, 450 MHz oder Ethernet noch ergänzende Kommunikationswege in Betracht gezogen werden. Hierzu zählen mobilfunkbasierte IoT-Technologien wie NB-IoT oder LTE-M, lokale LPWAN-Technologien wie LoRaWAN

⁹ Vgl. Konzeptpapier der Smart-Meter-Initiative, Juli 2026, Kapitel 7.1 und 10.

¹⁰ Die Bundesnetzagentur weist mit Stand Januar 2025 eine LTE-Versorgung von rund 98 Prozent der Fläche Deutschlands durch mindestens einen Netzbetreiber aus. Die Angaben beziehen sich auf die Versorgung im Freien. Aktuelle Fachbeiträge auf Kongressen und Tagungen nennen für eine reine LTE-Anbindung von Messstellen dagegen Erreichbarkeiten von etwa 70 Prozent beziehungsweise einen unzureichenden Empfang bei ungefähr einem Drittel der Einbauorte (vgl. imovis, 2025). Diese Praxiswerte sind aufgrund unterschiedlicher Netz- und Gebäudestrukturen nicht ohne Weiteres auf einzelne Netzgebiete übertragbar.

oder mioty.¹¹ NB-IoT und LTE-M nutzen ebenfalls öffentliche Mobilfunknetze, sind jedoch für kleine Datenmengen und eine verbesserte Gebäudedurchdringung ausgelegt. LoRaWAN und mioty können insbesondere dort sinnvoll sein, wo Stadtwerke oder Kommunen bereits eigene Funknetze für die Fernablesbarkeit von Wasser- und Wärmezählern oder Smart-City-Anwendungsfälle betreiben und deren Abdeckung gezielt im jeweiligen Versorgungsgebiet verstärken können.

Praxisreferenzen zeigen, dass standardisierte LPWAN-Infrastrukturen grundsätzlich für großzahlige Fernauslesungen eingesetzt werden können. Das Positionspapier der mioty Alliance beschreibt hierzu einen Ansatz auf Basis des Open Metering System (OMS), bei dem standardisierte Messdaten über unterschiedliche Kommunikationswege übertragen werden können. Ein Dual-Stack-Ansatz ermöglicht dabei sowohl eine lokale Kommunikationsschnittstelle für eine spätere Einbindung in ein iMSys als auch einen separaten LPWAN-Kanal für die Fernablesung.¹²

Eine technologieoffene Ausgestaltung der Datenübertragung kann die MSB-individuelle Anpassbarkeit des Rollouts auf lokale Gegebenheiten verbessern. Sie bedeutet dabei aber nicht, dass jeder Zähler sämtliche Kommunikationsverfahren unterstützen muss. Vielmehr sollte der Messstellenbetreiber für sein Netzgebiet oder für definierte Einbaufallgruppen eine geeignete Geräte- und Kommunikationsvariante auswählen können. Einheitlich vorzugeben sind das Datenformat, die Sicherheitsanforderungen, die Betriebsprozesse und die Schnittstelle zum Backend; variabel bleibt lediglich der physische Übertragungsweg. Technologieoffenheit setzt voraus, dass der jeweilige Messstellenbetreiber auf den gewählten Übertragungsweg tatsächlich zugreifen kann. Öffentlicher Mobilfunk einschließlich NB-IoT und LTE-M steht allen Messstellenbetreibern gleichermaßen zur Verfügung. LPWAN-Netze wie LoRaWAN oder mioty sowie Breitband-Powerline werden dagegen häufig von Stadtwerken oder Netzbetreibern für eigene Anwendungen aufgebaut und betrieben. Für Messstellenbetreiber ohne eigenes Netz im jeweiligen Gebiet, insbesondere für wettbewerbliche Messstellenbetreiber, hängt die Nutzung dieser Übertragungswege davon ab, ob und zu welchen Bedingungen eine Mitnutzung möglich ist. An Messstellen ohne ausreichenden Mobilfunkempfang kann die Anbindung für diese Betreiber daher schwieriger sein. Die Herausforderung ist nicht SML-spezifisch; sie besteht in gleicher Weise für das intelligente Messsystem. Die Ausgestaltung des Zugangs zu vorhandener Kommunikationsinfrastruktur ist nicht Gegenstand dieser technischen Machbarkeitsbetrachtung.

¹¹ Das WAN-Gutachten von 2019 untersuchte mit 450-MHz-Funk, LTE, Breitband-Powerline und Ethernet beziehungsweise Glasfaser bereits unterschiedliche Kommunikationswege für das intelligente Messsystem. Technologien wie NB-IoT oder LoRaWAN wurden seinerzeit insbesondere wegen der für das Smart-Meter-Gateway vorausgesetzten Datenraten und Firmware-Updates zurückhaltender bewertet. Diese Bewertung ist nicht unmittelbar auf den Smart Meter Light übertragbar, dessen Kommunikationsprofil im Wesentlichen auf die Übertragung geringer Messdatenmengen und nicht auf den vollständigen Funktionsumfang eines Smart-Meter-Gateways ausgerichtet ist.

¹² Als Praxisbeispiel führt die mioty Alliance das Multi-Utility-Netz der N-ERGIE in Nürnberg an, in dem rund 31.000 Wasserzähler über 30 Empfangsgateways angebunden sind und zukünftig Erweiterungen geplant sind. Das Beispiel belegt die Skalierbarkeit einer LPWAN-Infrastruktur, ist jedoch aufgrund anderer Einbausituationen nicht unmittelbar auf Stromzähler in Zählerschränken übertragbar.

TABELLE 2: VERGLEICH MÖGLICHER KOMMUNIKATIONSTECHNOLOGIEN FÜR DEN SMART METER LIGHT

Variante	Vorteil	Herausforderung
(Öffentlicher) Mobilfunk je Zähler	Bestehende Netzinfrastruktur; direkte Anbindung ohne eigenen Netzaufbau	Eingeschränkter Empfang in Kellern und Zählerschränken; laufende Verbindungskosten
LPWAN / mioty	gemeinsame Infrastruktur für viele Zähler; geringere Datenmengen effizient übertragbar	Aufbau oder Mitnutzung eines Funknetzes; ausreichende Funkabdeckung und Skalierung durch Anbindung vieler Zähler
bestehende lokale Netze (z. B. Ethernet, Powerline, WLAN)	vorhandene Infrastruktur nutzbar oder ausbaubar	Abhängigkeit von lokaler Infrastruktur; zusätzlicher Integrations- und Betriebsaufwand möglich

Exkurs: Weitere denkbare Kommunikationswege

- Neben Mobilfunk und LPWAN können für den Smart Meter Light auch Kommunikationswege interessant sein, die auf bereits vorhandener Infrastruktur im Gebäude oder beim Kunden aufsetzen. Sie können insbesondere dort eine Ergänzung darstellen, wo Mobilfunk im Zählerraum nicht ausreichend verfügbar ist.
- Zu beachten ist, dass die Nutzung kundenseitiger Kommunikationsinfrastruktur zusätzliche Abhängigkeiten hinsichtlich der Messdatenverfügbarkeit schafft. Insbesondere bei einem ausgeschalteten Router, einer Unterbrechung des Internetanschlusses oder einem Anbieterwechsel kann die Übertragung ausfallen. Privatkundenanschlüsse bieten zudem nicht zwangsläufig die für energiewirtschaftliche Prozesse erforderlichen Verfügbarkeitszusagen. Während die Messwertbildung im Zähler hiervon unabhängig erfolgen kann, sind die Auswirkungen auf die rechtzeitige Bereitstellung vollständiger Viertelstundenzeitreihen zu prüfen.

Ansatz	Funktionsweise	Potenzieller Vorteil	Zu klären
Kunden-WLAN	Der Smart Meter Light oder eine lokale Kommunikationseinheit nutzt unmittelbar das WLAN und den Breitbandanschluss des Kunden.	Keine eigene Mobilfunkverbindung und keine flächendeckende Funkinfrastruktur erforderlich.	WLAN-Verfügbarkeit am Zähler, Router-/Passwortwechsel, Kundenabhängigkeit/Verantwortlichkeit und Messdatenverfügbarkeit.
Virtual WAN (VWAN)	Eine zusätzliche Empfangseinheit wird in räumlicher Nähe zum Zähler installiert, kommuniziert mit dem Smart Meter und nutzt anschließend das Kunden-WLAN als alternativen WAN-Pfad.	Kann Messstellen ohne ausreichende Mobilfunkversorgung über vorhandenes Breitband anbinden.	Zusätzliche Hardware, Nähe zwischen Zähler und Virtual-WAN-Device, Kundenabhängigkeit sowie Übertragbarkeit des britischen Konzepts auf die deutsche Messarchitektur.
Powerline + Kunden-WLAN	Die Messwerte werden zunächst über die vorhandene Stromleitung vom Zähler in die Wohnung übertragen und dort über eine Empfangseinheit und das Kunden-WLAN weitergeleitet	Überbrückt die besonders schwierige Funkstrecke zwischen Keller/Zählerraum und Wohnung.	Eignung deutscher, häufig dreiphasiger Hausinstallationen und ggf. erforderliche Phasenkopplung.

2.3 Integration in IT-Systeme und Prozesse

Die technische Funktionsfähigkeit allein reicht für den Smart Meter Light nicht aus: Er muss in die bestehende, über Jahre gewachsene IT- und Prozesslandschaft der Messstellenbetreiber integriert werden. Dabei ist insbesondere zu klären, wie eine neue Geräteart administriert, Messwerte in bestehende Messdaten- und Abrechnungssysteme übernommen und die notwendigen Marktprozesse und Datenformate angepasst werden können. Zu beleuchten ist, inwiefern Vereinfachungspotenziale im Vergleich mit dem iMSys realisiert werden können, wenn insbesondere Gateway-Administration, SM-PKI und Pairing-Prozesse entfallen und ab dem Backend weitgehend bestehende Prozesse genutzt werden. Demgegenüber ist zu untersuchen, ob der neue Gerätetyp Doppelstrukturen in Backend-Prozessen und Marktkommunikation etablieren würde und in bestehende IT-Systeme implementiert werden muss und dadurch zusätzliche Parallelprozesse entstehen können. Welche Anpassungen tatsächlich erforderlich sind und wo Vereinfachungspotenziale bestehen, wird in Kapitel 3 vertieft untersucht.

Exkurs: Dienstleistungsmodelle für Auslesung und Datenbereitstellung am Beispiel Belgien

Eine Praxisreferenz für ein alternatives Betriebsmodell bietet der belgische Smart-Meter-Rollout. Fluvius schloss 2021 als zentrale Beschaffungsstelle gemeinsam für die belgischen Verteilnetzbetreiber Fluvius, ORES, RESA und Sibelga einen Rahmenvertrag über digitale Strom- und Gaszähler sowie die zugehörigen Auslesedienste. Die beauftragten Dienstleister stellen die Messdaten im Rahmen eines Data-as-a-Service-Modells bereit. Die Dienstleistung umfasst nach Angaben von Fluvius das Auslesen und Steuern der Zähler sowie die korrekte Bereitstellung der Daten an den jeweils zuständigen Netzbetreiber. Landis+Gyr, dessen EMEA-Geschäft heute unter dem Namen EYKON firmiert, erhielt dabei einen Auftrag über 2,5 Millionen E360-Stromzähler und eine Million Gaszähler sowie über Metering-as-a-Service und IoT-Connectivity-as-a-Service für einen Zeitraum von 15 Jahren.

Das Beispiel zeigt, dass Gerätekommunikation, Konnektivität, Head-End-System, technisches Monitoring und Teile der Messdatenbereitstellung als gebündelte Dienstleistung betrieben werden können. Aus Sicht des Netz- beziehungsweise Messstellenbetreibers konzentriert sich die technische Integration dadurch auf eine definierte Übergabeschnittstelle zum Dienstleister. Die zugrunde liegenden Funktionen entfallen dabei nicht, sondern werden auf einer zentralen Plattform gebündelt und professionell betrieben. Das belgische Modell zeigt, wie Auslesung und Datenbereitstellung gebündelt bezogen werden können. Für SML kann dies den MSB-eigenen technischen Integrations- und Betriebsaufwand reduzieren. Die verbleibenden MSB-Aufgaben und der Einfluss auf eine Komplexitätserweiterung hängen vom vereinbarten Leistungsumfang ab.

2.4 Kosten

Der Smart Meter Light erfüllt seinen Zweck nur, wenn die vereinfachte technische Architektur auch über den gesamten Lebenszyklus zu einem relevanten Kostenvorteil gegenüber dem iMSys führt. Das Untersuchungsfeld ordnet die modellierten Kosten des SML in Kapitel 4 auf.

3. Zielbild und Integration des Smart Meter Light

Kapitel 2 hat die wesentlichen Anforderungen an Gerätetechnik, Messwertbildung, Datenübertragung sowie IT- und Prozessintegration beschrieben. Im folgenden Kapitel werden diese Anforderungen zu einem durchgängigen Zielbild für den Smart Meter Light zusammengeführt. Betrachtet wird die gesamte Prozesskette – von der Erfassung und Speicherung des Messwerts im Zähler über dessen sichere Übertragung und Verarbeitung im Backend des Messstellenbetreibers bis zur Bereitstellung für Abrechnung und Marktkommunikation.

Entscheidend ist dabei, dass der Smart Meter Light keine vollständig neue energiewirtschaftliche System- und Prozesswelt begründen soll. Wo immer möglich, sollen bestehende Prozesse und Systeme des Messstellenbetreibers weitergenutzt werden. Anpassungen sind insbesondere dort erforderlich, wo heute iMSys-spezifische Komponenten wie Smart-Meter-Gateway, Smart-Meter-Gateway-Administration und die daran geknüpften Administrationsprozesse eingesetzt werden.

3.1 Funktionales Zielbild

Der Smart Meter Light ist im Zielbild ein fernauslesbarer digitaler Stromzähler für Messstellen ohne Steuerungsanforderung. Er verbindet die heute etablierte moderne Messeinrichtung mit den für eine automatisierte Messwertbereitstellung notwendigen zusätzlichen Funktionen.

Im Zähler werden die abrechnungsrelevanten Messwerte einschließlich der Viertelstundenwerte gebildet und mit einem eindeutigen Zeitbezug versehen. Ein integriertes oder austauschbares Kommunikationsmodul übernimmt die sichere Datenübermittlung gemäß Stand der Technik zum Backend des Messstellenbetreibers.

Zusätzlich benötigt der Smart Meter Light eine eindeutige Geräteidentität sowie Funktionen für einen sicheren Betrieb. Die Gerätearchitektur soll zugleich ermöglichen, den Zähler bei einem später eintretenden Pflichteinbaufall zu einem intelligenten Messsystem aufzurüsten.



ABBILDUNG 3: ENTWURF EINES SMART METER LIGHT

Abbildung 3 skizziert einen Smart Meter Light - hinsichtlich seiner Abmessungen und Bauform sollte dieser mit heutigen modernen Messeinrichtungen bzw., einem Basiszähler vergleichbar sein, um die Kompatibilität mit bestehenden Zählerplätzen sicherzustellen. Bei der Ausgestaltung funktionaler Anforderungen und Schnittstellen sollten regelsetzende Instanzen sowohl die Interoperabilität unterschiedlicher Geräte und Kommunikationslösungen als auch die spätere Erweiterbarkeit auf ein intelligentes Messsystem über ein Smart-Meter-Gateway beachten.

Nicht Bestandteil des Zielbilds sind Steuerungsfunktionen. Anwendungen nach § 14a EnWG oder § 9 EEG verbleiben vollständig beim intelligenten Messsystem mit Smart-Meter-Gateway.

3.2 Zielarchitektur für Daten und Systeme

Die Integration des Smart Meter Light erfolgt in die jeweils individuell bestehende Systemlandschaft des Messstellenbetreibers. Diese umfasst, wie vereinfacht in Abschnitt 1.4 Prozess- und Systemlandschaft des Messstellenbetriebs dargestellt, typischerweise Systeme für Geräteverwaltung und Auftragssteuerung, Messdatenmanagement, Abrechnung und Marktkommunikation sowie – für intelligente Messsysteme – zusätzliche Anwendungen insbesondere für die Smart-Meter-Gateway-Administration.

In der heutigen Applikationslandschaft für intelligente Messsysteme führt der Messwert vom Zähler zunächst über das Smart-Meter-Gateway und die hierfür vorgesehene Administrations- und Sicherheitsinfrastruktur in die Backend-Systeme des Messstellenbetreibers. Wie in Abbildung 4 dargestellt, sind für den Rollout und Betrieb intelligenter Messsysteme auch Umsysteme wie Gerätemanagement (GM), Workforce-Management (WFM) und das iMSys-MDM notwendig und mit dem ERP-System sowie der Marktkommunikation anzubinden. Smart-Grid-Anwendungsfälle können durch Steuereinheit, CLS-Management-System sowie ggf. einem Energie-Management-System (EMS) abgebildet werden. Nachgelagert liefern ERP/MaKo-Schnittstellen zu weiteren Marktteilnehmern wie wMSB und Direktvermarkter (DV) Stammdaten, Fahrpläne und Messwerte.

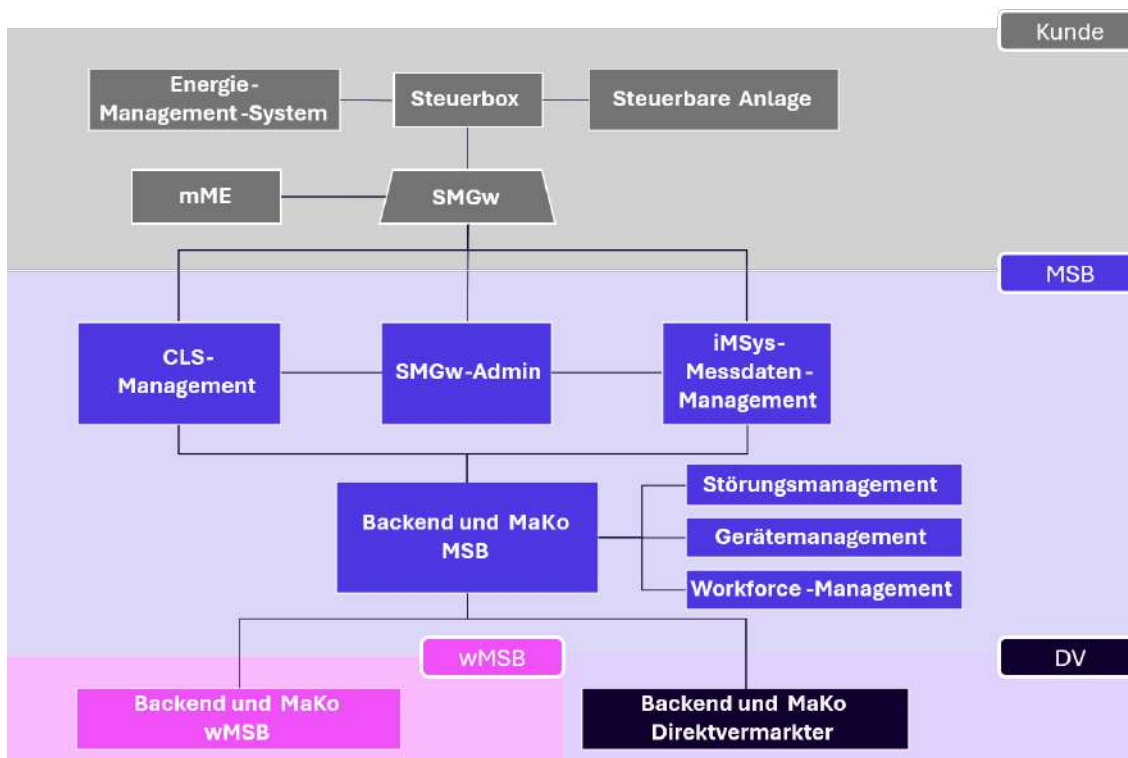


ABBILDUNG 4: APPLIKATIONSLANDSCHAFT GMSB

Für Smart Meter Light ist diese Architektur in Teilen abzuwandeln. Abbildung 5 stellt keine verbindliche SML-Referenzarchitektur dar, sondern zeigt mit den violett eingefärbten Objekten die funktionalen Veränderungen gegenüber einer heutigen iMSys-Referenz-Systemlandschaft. Die vorhandenen Systeme für ERP/Marktkommunikation, Geräteverwaltung, und Auftragssteuerung bleiben grundsätzlich bestehen. Verändert wird die Datenstrecke vom Zähler zum Backend: An die Stelle der iMSys-spezifischen Kette aus Smart-Meter-Gateway und Gateway-Administration tritt beim Smart Meter Light eine direktere Kommunikations- und Datenannahmestruktur. Je nach bestehender IT-Landschaft kann diese auf vorhandenen Systemen aufsetzen oder eine zusätzliche technische Komponente erfordern. Der SML übermittelt seine Messwerte über das jeweilige Kommunikationsnetz an einen gesicherten Dateneingang des Messstellenbetreibers. Von dort werden die Werte einem Messdatenmanagement zugeführt, plausibilisiert und anschließend über bestehende Systeme für Abrechnung und Marktkommunikation bereitgestellt.

Gespräche mit Fachleuten deuten darauf hin, dass die Einbindung des Smart Meter Light keine grundlegende Neugestaltung der bestehenden IT-Architektur erfordert. Insbesondere ERP- und Um-Systeme können weitgehend weitergenutzt werden, sofern der neue Gerätetyp eindeutig abgebildet wird. Die wesentliche Zielsetzung besteht damit nicht im Aufbau eines vollständig neuen Backends, sondern in einer möglichst weitgehenden Wiederverwendung der bestehenden MSB-Systeme. Neu, beziehungsweise anzupassen, sind vor allem die Verwaltung der SML und Kommunikationsverbindungen sowie der technische Eingangspfad für die Messwerte. Ob hierfür ein ggf. bereits bestehendes Messdatenmanagement erweitert, eine bereits vorhandene Datendrehscheibe (Data Hub) genutzt oder eine zusätzliche Komponente eingesetzt wird, ist eine MSB-spezifische Implementierungsentscheidung.

Die wesentlichen Veränderungen betreffen damit weniger die IT-Architektur als Ganzes, sondern insbesondere die Anpassung bestehender Prozesse. Diese werden im folgenden Kapitel näher betrachtet.

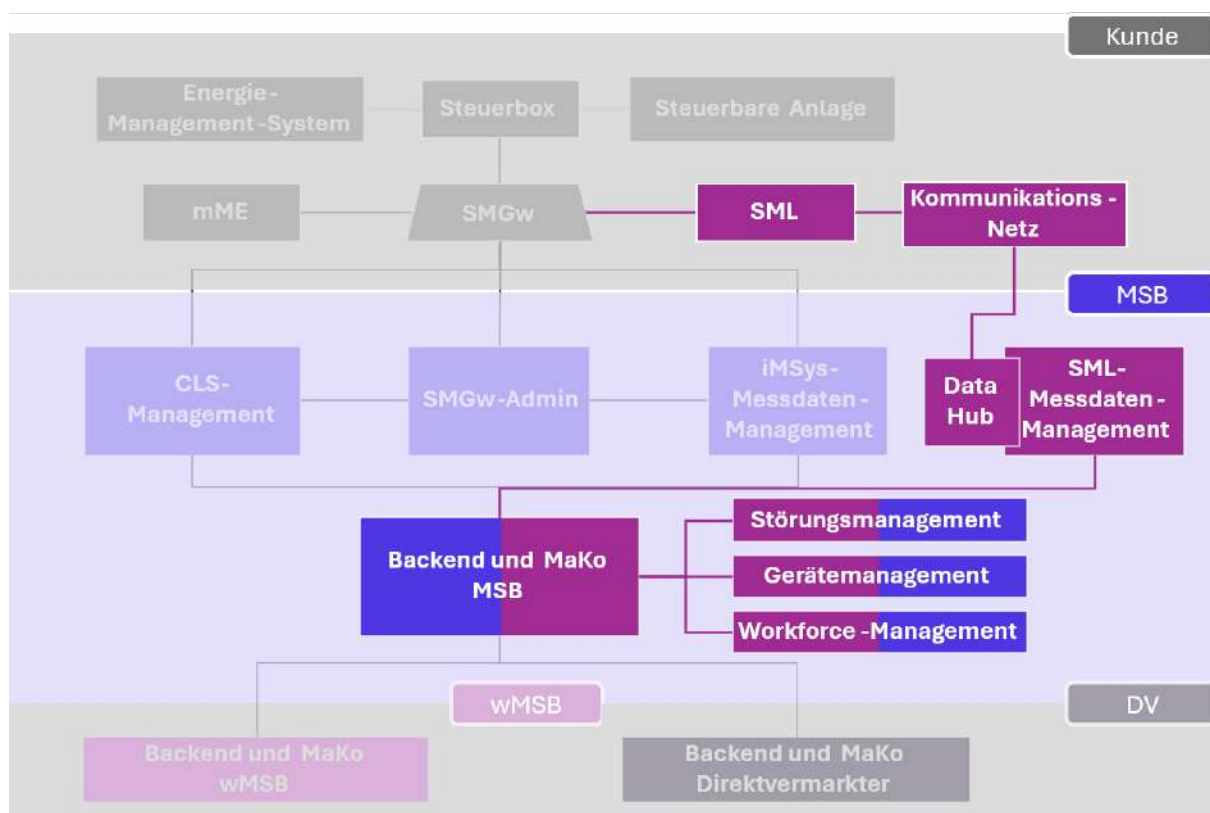


ABBILDUNG 5: APPLIKATIONSLANDSCHAFT SML

Stadtwerks-/Netzbetreiber-Abhängigkeit

Die konkrete Umsetzung ist stark von der vorhandenen Infrastruktur abhängig. Stadtwerke, die beispielsweise bereits IoT- oder LPWAN-Netze und Datendrehscheiben (Data Hubs) für Wasser- oder Wärmezähler betreiben, können vorhandene Komponenten möglicherweise mitnutzen. Bei anderen Messstellenbetreibern wäre ein entsprechender Datenpfad zunächst aufzubauen. Der Umfang des zusätzlichen Integrationsaufwands ist deshalb unternehmensindividuell zu bewerten.

3.3 Integration in die Messstellenbetriebsprozesse

Die Einführung des Smart Meter Light erfordert keine vollständige Neugestaltung des Messstellenbetriebs. Ein großer Teil der bestehenden kaufmännischen und operativen Prozesse – beispielsweise Beschaffung, Lagerhaltung, Auftragssteuerung, Abrechnung und Kundenservice – bleibt grundsätzlich bestehen oder ist für Smart Meter Light einfacher zu handhaben.¹³ Veränderungen konzentrieren sich auf diejenigen Prozessschritte, die unmittelbar mit der neuen Gerätekategorie, der Inbetriebnahme, der Kommunikation und der Verarbeitung der Messwerte zusammenhängen.

Abbildung 6 stellt die wesentlichen Funktionen des heutigen iMSys-Betriebs denen des Smart Meter Light gegenüber. Viele bestehende Aufgaben – insbesondere die kaufmännischen Prozesse, Beschaffung, Lagerhaltung, Montage, Geräteverwaltung, Störungsmanagement und Marktkommunikation – bleiben grundsätzlich erhalten und können auf vorhandenen Systemen und Prozessen aufsetzen. Die Einführung des Smart Meter Light erhöht zwar grundsätzlich die Prozessvielfalt im Messstellenbetrieb, erfordert jedoch keine grundlegende Neugestaltung der bestehenden Backend-Prozesslandschaft. Auch für den Smart Meter Light fallen jedoch reguläre Betriebs- und Prozesskosten an, etwa für Vertragsverwaltung, Abrechnung, Kundenkontaktmanagement, Geräte- und Stammdatenverwaltung sowie die Bearbeitung von Klärfällen.¹⁴

¹³ Zahlreiche komplexe Prozessschritte wie bspw. die initiale Konfigurationsdatei und die Sichere Lieferkette (SiLke) / MSB-Lieferkette können für ein SML entfallen.

¹⁴ Sollte sich für den Smart Meter Light eine Data-as-a-Service-Ausgestaltung wie in Belgien durchsetzen (vgl. Exkurs in Kapitel 2), reduziert sich der neu aufzubauende technische Eingangspfad des Messstellenbetreibers im Wesentlichen auf eine standardisierte Übergabeschnittstelle. Erforderlich bleiben insbesondere die Zuordnung der Geräte und Messlokalitäten, die Überwachung der vereinbarten Datenqualität und Service Levels, die Behandlung verbleibender Klärfälle sowie die Einbindung in ERP, Abrechnung, Marktkommunikation und Kundenprozesse.

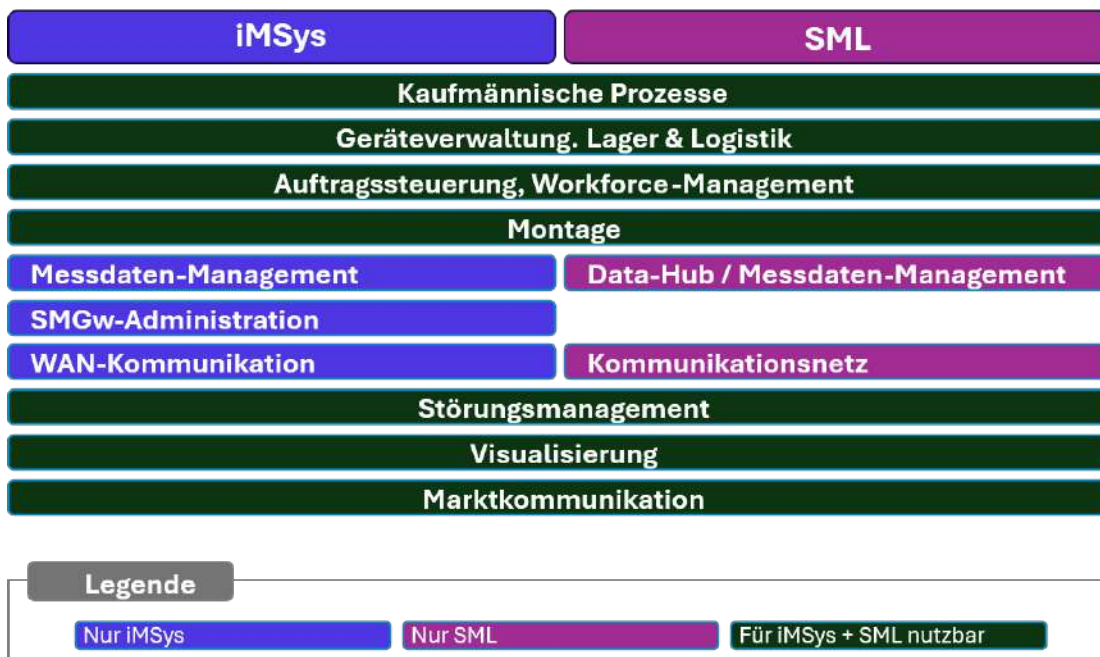


ABBILDUNG 6: MSB-FUNKTIONSMODELL-VERGLEICH

Das wesentliche Vereinfachungspotenzial liegt im Wegfall der iMSys-spezifischen Gateway-Administration einschließlich der damit verbundenen Personalisierungs- und Konfigurationsprozesse. An ihre Stelle treten eine einfachere Verwaltung der Kommunikationsverbindung und die direkte Anbindung an eine geeignete Messdatenplattform. Diese kann auf bereits vorhandenen Systemen aufsetzen oder, abhängig von der IT-Landschaft des Messstellenbetreibers, zusätzliche Komponenten erfordern.

Die bestehenden Funktionen der Messdatenverarbeitung und Marktkommunikation bleiben grundsätzlich erhalten, müssen jedoch für die neue Geräteklasse und den veränderten Datenweg angepasst werden. Für den Smart Meter Light reduziert sich somit vor allem der Umfang einzelner Prozesse, ohne dass eine vollständig neue Prozess- und Systemlandschaft erforderlich erscheint.

Abbildung 7 veranschaulicht die Auswirkungen entlang der wesentlichen Prozessphasen – von der Beschaffung und Installation über Wechselprozesse, Regelbetrieb sowie den nachgelagerten Abrechnungs- und Kundenprozessen. Die größten Vereinfachungspotenziale ergeben sich dabei insbesondere bei der Inbetriebnahme und dem laufenden Betrieb. Beim heutigen iMSys umfasst diese neben dem physischen Einbau unter anderem die Personalisierung und sichere Einbindung des Smart-Meter-Gateways, die Kopplung zwischen Zähler und Gateway, die Administration der Kommunikations- und Auswertungsprofile sowie die Einbindung in die Gateway-Administration und Backendsysteme. Beim Smart Meter Light kann dieser Prozess auf wenige Schritte reduziert werden: Einbau des Zählers, Herstellung beziehungsweise Prüfung der Kommunikationsverbindung, eindeutige Zuordnung des Geräts zum Zählpunkt, initiale Messwertübertragung und systemseitige Aktivierung. Durch den geringeren Umfang der Arbeitsschritte ist ein reduzierter Montage- und Inbetriebnahmeaufwand gegenüber dem iMSys plausibel.

Auch im laufenden Betrieb sollte der Aufwand für einen SML reduziert sein. Durch die werkseitig festgelegte Konfiguration sind keine Parametrierungen von Anwendungsfällen vorgesehen. Die Messwerte werden nach einem einheitlichen Verfahren übertragen und automatisiert im Backend verarbeitet. Die für das iMSys spezifische Gateway-Administration entfällt im SML-Zielbild. Erforderlich bleiben jedoch die Überwachung der Kommunikation, die Geräte- und Schlüsselverwaltung sowie die Erkennung und Bearbeitung von Störungen und fehlenden Messwerten.



ABBILDUNG 7: PROZESSLANDKARTE SMART METER LIGHT

3.3.1 Upgrade vom Smart Meter Light zum iMSys

Wird eine bislang mit einem Smart Meter Light ausgestattete Messstelle später zum Pflichteinbaufall, erfolgt die Umstellung grundsätzlich entlang des heute etablierten Prozesses für den Wechsel einer modernen Messeinrichtung auf ein intelligentes Messsystem.¹⁵ Wechselplanung, Auftragssteuerung, Montage, systemseitige Verbuchung und Marktkommunikation können daher weitgehend auf bestehenden Prozessen aufsetzen.

Der wesentliche Unterschied liegt im Zielbild der Gerätetechnik: Sofern der Smart Meter Light über die vorgesehene LMN-Schnittstelle mit einem Smart-Meter-Gateway verbunden werden kann, muss der Stromzähler selbst nicht erneut ausgetauscht werden. Stattdessen wird das SMGW vor Ort ergänzt und der Zähler in die iMSys-Architektur eingebunden. Anschließend durchläuft die Messstelle die regulären Marktprozesse zur Inbetriebnahme und Administration eines iMSys.

Unter Umständen anders ist das bisherige SML-Kommunikationsmodul zu behandeln. Je nach Gerätearchitektur kann dieses entfernt, deaktiviert oder technisch weitergenutzt werden. Parallel müssen die bisherige direkte SML-Kommunikation und gegebenenfalls zugehörige Backend-Zuordnungen beendet beziehungsweise umgestellt werden. Die hierfür erforderlichen Anpassungen betreffen damit primär Geräte- und Stammdaten sowie die technische Umschaltung des Kommunikationspfads und begründen keinen vollständig neuen energiewirtschaftlichen Wechselprozess.

3.3.2 Einbindung in die Marktkommunikation

Ziel der SML-Integration ist es, keine neue Marktkommunikationsarchitektur zu schaffen. Markttrollen, Kommunikationswege und die bestehenden Prozesse zwischen Messstellenbetreiber, Lieferant, Netzbetreiber und weiteren berechtigten Marktpartnern sollen soweit wie möglich unverändert genutzt werden.

Anpassungsbedarf entsteht jedoch bei der eindeutigen Abbildung des Smart Meter Light in den energiewirtschaftlichen Stammdaten. Marktpartner müssen erkennen können, welcher Gerätetyp an einer Messstelle eingesetzt wird und welche Messwerte bereitgestellt werden. Für den vorgesehenen Anwendungsfall betrifft dies die Bereitstellung abrechnungs- und bilanzierungsfähiger Viertelstundenwerte.

Dafür ist durch die regelsetzenden Instanzen festzulegen, welche bestehenden Datenobjekte und Qualifier der Marktkommunikation weiterverwendet werden können und an welchen Stellen Ergänzungen erforderlich sind. Dies betrifft insbesondere die Geräte- und Kommunikationseinrichtungsdaten sowie die Zuordnung und Übermittlung der Messwerte über die hierfür vorgesehenen Marktprozesse. Eine vollständige neue Prozesswelt erscheint hierfür aus heutiger Sicht nicht erforderlich; erforderlich ist vielmehr eine gezielte Erweiterung der bestehenden Datenmodelle und Prozessregeln.

Auch Änderungen der eingesetzten Messtechnik können grundsätzlich über bestehende Prozesse zur Messlokationsänderung abgewickelt werden. Entscheidend ist dabei, welches Messprodukt an der

¹⁵ Für Messstellen mit absehbarem Pflichteinbaufall kann ein direkter iMSys-Einbau kostengünstiger sein.

Messlokation benötigt wird: Kann der Smart Meter Light dieses bereitstellen, bleibt die SML-Konfiguration bestehen. Erfordert der Anwendungsfall dagegen Funktionen, die der Smart Meter Light nicht abbildet – insbesondere Steuerungsfunktionen oder ein entsprechend definiertes iMSys-Messprodukt –, muss über den jeweils einschlägigen bestehenden Prozess die Umrüstung auf ein intelligentes Messsystem angestoßen werden.

Damit entsteht aus heutiger Sicht kein grundsätzlich neuer Marktprozess, sondern vor allem ein Standardisierungsbedarf bei Stammdaten, Geräteausprägungen und der Zuordnung der verfügbaren Messprodukte.¹⁶ Die konkrete Ausgestaltung ist im weiteren Standardisierungsprozess durch zuständige Instanzen festzulegen.

¹⁶ Einen historischen Anknüpfungspunkt bietet der in UTILMD vorhandene sogenannte MeDa-Zähler (Z05). Dieser zeigt, dass innerhalb der Marktkommunikation bereits unterschiedliche Ausprägungen einer modernen Messeinrichtung differenziert werden können. Der bestehende Code ist jedoch nicht unmittelbar als SML-Kennzeichnung geeignet und bildet insbesondere keine Viertelstundenwert-Funktionalität des Smart Meter Light ab. Er dient daher lediglich als Beispiel dafür, wie eine zusätzliche Geräteausprägung grundsätzlich in den bestehenden Datenstrukturen abgebildet werden kann.

4. Betriebswirtschaftlicher Kostenvergleich

Dieses Kapitel vergleicht die Kostenstruktur des Smart Meter Light mit der des intelligenten Messsystems und der modernen Messeinrichtung. Der kostenseitige Vergleich erfolgt getrennt nach einmaligen Investitionskosten und laufenden Betriebskosten und beschränkt sich bewusst auf jene Positionen, bei denen zwischen den Technologien tatsächlich (potenziell) unterschiedliche Kosten anfallen. Kostenbestandteile, die technologieunabhängig in vergleichbarer Höhe anfallen, etwa allgemeine Abrechnungs-, ERP- und Kundenserviceprozesse, werden hiervon getrennt ausgewiesen, damit der eigentliche Kostenunterschied zwischen den Systemen nicht durch gemeinsame Sockelkosten verwässert wird. Neben den Ausführungen in diesem Kapitel sind weitere zentrale Modellprämissen und die Ansätze für die Gerätetechnik in I.1 Exkurs Kostenvergleich zusammengefasst.

4.1 Szenarien und Prämissen

Verglichen werden fünf Szenarien (siehe Tabelle 3). Die beiden SML-Szenarien bilden eine Kostenbandbreite ab, da aus den geführten Fachgesprächen und Marktindikationen unterschiedliche Positionen und Kostenindikationen hervorgehen und daher keine scheingenaue Einzelkalkulation, sondern ein Korridor zwischen einer günstigst-möglichen Untergrenze sowie einer kostenseitigen Obergrenze für die Ausprägung des Smart Meter Light dargestellt werden soll. Die Szenarien SML Minimum und SML Maximum bilden keine isolierten technischen Ausprägungen, sondern einen unteren und einen oberen Kostenkorridor für die Einführung und den Betrieb des Smart Meter Light. Die Szenarien unterscheiden sich daher potenziell in sämtlichen technologiespezifischen Kostenblöcken.

TABELLE 3: SZENARIEN KOSTENVERGLEICH

Szenario	Beschreibung	Kommunikation	Nutzungsdauer
iMSys 1:1	Genau eine mME an einem SMGW angebunden, z. B. Einfamilienhaus mit einem Jahresverbrauch über 6.000 kWh und einem Zählpunkt	Mobilfunk/SIM je SMGW	8 Jahre
iMSys Ø 1:n	Mehrere mME an einem SMGW: Jede angebundene mME wird damit zu einem separaten iMSys; Kosten des SMGW werden auf resultierenden iMSys anteilig gesplittet. z. B. getrennte Messung von Bezug und Erzeugung Annahme: n = 1,4 (siehe Prämissen)	Mobilfunk/SIM je SMGW	8 Jahre
mME	Digitaler Zähler ohne Fernkommunikation, Ablesung durch Ableser oder Kunden; Referenz für den Status quo optionaler Einbaufälle	keine	16 Jahre
SML Minimum	Kostengünstige Ausprägung: Zähler mit integriertem LPWAN-Kommunikationsmodul (z. B. mioty) und günstiger Topologie, anteilig genutzte gemeinsame Funkinfrastruktur, schlanke Messdatenverarbeitung auf vorhandenen Systemen	Bspw. LPWAN über gemeinsame Gateways	12 Jahre
SML Maximum	Aufwendigere Ausprägung: Zähler mit WAN-Modulschacht aber Mobilfunk als Standard bei schlechter Topologie, höherer Gerätepreis, höherer Montage- und Logistikaufwand, zusätzliche Datendrehscheibe	Bspw. Mobilfunk/SIM je Zähler	12 Jahre

Folgende Prämissen werden bzgl. der (die Kostenbetrachtung wesentlich beeinflussenden) Faktoren veranschlagt:

- **Referenz-Messstellenbetreiber:** ein durchschnittlicher grundzuständiger Messstellenbetreiber mit 100.000 Zählpunkten.
- **Nutzungsdauer / Abschreibungszeitraum (siehe auch Tabelle 3):** mME = 16 Jahre aufgrund der vergleichsweise einfachen und langlebigen Zählertechnik; SMGW = 8 Jahre aufgrund der deutlich

komplexeren und störanfälligeren Technologie; SML = 12 Jahre aufgrund der Annahme, dass Robustheit der Technologie zwischen mME und SMGW einzuordnen ist.

- **Zählpunkte je SMGW:** Im 1:n-Betrieb werden durchschnittlich 1,4 Zählpunkte je SMGW angesetzt.

4.2 Kostenpositionen

4.2.1 Einmalige Geräte-, Installations- und Projektierungskosten

Unter den einmaligen Kostenblöcken werden jene projektbezogenen Kosten je Zählpunkt verstanden, die beim Ersteinbau oder beim technologiebedingten Zählerwechsel anfallen. Wesentliche Blöcke sind:

- **Gerätetechnik** umfasst den Basiszähler, das SMGW beim iMSys sowie ein etwaiges integriertes Kommunikationsmodul beim Smart Meter Light, wobei der Basiszähler technologieübergreifend als vergleichbare Grundkomponente behandelt wird und für den Smart Meter Light aufgrund zusätzlicher technischer Anforderungen ein moderat höherer Wert angesetzt wird als für intelligentes Messsystem und moderne Messeinrichtung.¹⁷
- **Montage und Inbetriebnahme** umfassen Lager- und Logistikkosten sowie den eigentlichen Montage- und Inbetriebnahme-Vorgang vor Ort.
- **Initiale Ertüchtigung Systemlandschaft und Organisation:** Sammelposition für Ertüchtigung der Organisation eines Messstellenbetreibers zur SML-Einführung. Umfasst die Ertüchtigung und das Customizing bestehender ERP- und Workforce-Management-Systeme, den erstmaligen Aufbau einer Datendrehscheibe (Data Hub für SML-Messwerte), sowie Anpassungen der Marktkommunikation und Einführung neuer Prozesse und Abläufe. Die Kosten sind auf den Referenz-MSB mit 100.000 Zählpunkten kalibriert. Je nachdem, ob ein MSB, bspw. für andere Sparten, bereits eine zweite Zählerfernauslesungs-Infrastruktur aufgebaut hat, fallen hier unterschiedlich hohe Kosten an (für den Referenz-MSB nehmen wir 250.000 bis 650.000 EUR an). Grundsätzlich gilt auch: Bei kleineren MSB fallen sie absolut geringer, je Zählpunkt jedoch tendenziell höher aus; bei größeren MSB umgekehrt.

Nicht im Fokus stehen Verbrauchsmaterialien und ergänzende Ausstattung wie zusätzliche Antennen bei unzureichendem Funkempfang, vergebliche Anfahrten des Montagepersonals ohne erfolgten Einbau sowie separate Auftragssteuerungs- und Einsatzplanungskosten.

4.2.2 Laufende Betriebs- und Prozesskosten

Unter den laufenden Kostenblöcken werden jene jährlich wiederkehrenden Kosten je Zählpunkt über die jeweilige Nutzungsdauer verstanden. Wesentliche Blöcke sind:

- **Kommunikation** umfasst die laufende Datenübertragung und den Netzbetrieb sowie, soweit relevant, die anteilige jährliche Zurechnung gemeinsam genutzter Kommunikationsinfrastruktur; hier können bei manchen MSB Synergieeffekte auftreten, sofern eine Zählerfernauslesung für andere Sparten bereits zum Aufbau eines LPWAN-Netzwerks geführt hat. Je nach Topologie und Standorten können sich die Netzwerk-Kosten hierfür jedoch in einem großen Korridor bewegen.
- **Administration und Messdaten** umfasst die Gateway-Administration beim intelligenten Messsystem beziehungsweise deren funktionales Äquivalent beim Smart Meter Light sowie das

¹⁷ Annahme zu einer aufzubauenden Kommunikationsinfrastruktur (bspw. LPWAN) ist, dass dies wie eine Dienstleistung eingekauft wird und daher dem Kostenblock Kommunikation im Betriebs-Teil zugeordnet und dann über mehrere Jahre hinweg umgelegt wird.

Messdatenmanagement einschließlich Plausibilisierung, Ersatzwertbildung und einer möglichen zusätzlichen Datendrehscheibe.¹⁸

- **Gemeinsame Sockelkosten des Messstellenbetriebs.** Ein erheblicher Teil der Kosten des Messstellenbetriebs entsteht für Funktionen, die sich nicht belastbar einer einzelnen Gerätekategorie zurechnen lassen. Dazu zählen laufender Betrieb und Anpassung von ERP- und Marktkommunikationssystemen, Kundenportal, Rollout- und Bestandssteuerung, der Betrieb des Workforce-Managements, kaufmännische Abwicklung und Wechselprozesse, Kundenkommunikation, hoheitliche Aufgaben sowie anteilige Logistik- und Gemeinkosten. Ihre Höhe hängt stärker vom Betriebsmodell und von der Skalierung des Messstellenbetreibers ab als von der Messtechnik. Sie werden deshalb außerhalb der Kernkosten ausgewiesen. Aus verschiedenen Szenarien-Rechnungen werden für iMSys Sockelkosten von 36 bis 40 € je Zählpunkt¹⁹ und Jahr abgeleitet. Für den SML wird dasselbe Niveau unterstellt, da er vergleichbare kaufmännische und marktseitige Prozesse durchläuft. Für die mME wird ein deutlich geringerer Wert von 4,5 € als Modellannahme angesetzt.
- **Komplexitätszuschlag für den Parallelbetrieb.** Führt ein Messstellenbetreiber den SML neben mME und iMSys ein, steigt die Zahl der zu betreuenden Geräteklassen und Prozessvarianten. Der Zuschlag setzt sich aus einem größenunabhängigen Fixkern (0,5 bis 1,0 Vollzeitstellen je zusätzlicher Gerätekategorie) und einem Aufschlag von 25 bis 50 % auf die betroffenen Funktionen zusammen. Für den Referenz-MSB ergeben sich rund 1,8 bis 3,8 € je SML-Zählpunkt und Jahr (bei kleineren Messstellenbetreibern würde der Wert je Zählpunkt deutlich höher ausfallen)..

Der Fokus liegt auf der laufenden WAN-Konnektivität, dem administrativen Betrieb der jeweiligen Systemarchitektur sowie dem Messdatenmanagement. Der Kostenvergleich bildet die rund 70 % der Messstellen ab, die per Mobilfunk erreichbar sind. Für die übrigen Messstellen sind bei iMSys und der SML-Maximum-Variante alternative Kommunikationswege erforderlich. Konnektivitätsprobleme an den verbleibenden Messstellen sind dabei nicht spezifisch für den Smart Meter Light, sondern würden in vergleichbarer Form auch bei einer Ausstattung dieser Messstellen mit einem intelligenten Messsystem auftreten, da es sich um ein standortbedingtes und nicht um ein technologiespezifisches Problem handelt. Die daraus resultierenden zusätzlichen Kosten für alternative Anbindungslösungen fallen somit unabhängig von der gewählten Messtechnik an, stellen folglich keinen Kostenunterschied zwischen intelligentem Messsystem und Smart Meter Light dar und werden deshalb im Kernvergleich nicht gesondert betrachtet. Ergänzend wird das Störungsmanagement einschließlich der Klärfälle aufgeführt, da die verfügbare Datenlage zur Höhe des störungsbedingten Aufwands beim Smart Meter Light derzeit nur eine indikative Einordnung erlaubt.

¹⁸ Ein etwaiges Zertifikats- und Schlüsselmanagement wird bewusst nicht als separate Position geführt, um eine Doppelzählung mit der Gateway-Administration zu vermeiden.

¹⁹ Vgl. I.1.2 Kalibrierung der Sockelkosten.

4.3 Ergebnisse des Kostenvergleichs

Die folgende Betrachtung ist ausdrücklich als betriebswirtschaftlicher Kostenvergleich auf Ebene des einzelnen Zählpunkts sowie einer angenommenen Ausbaumenge zu verstehen. Systemische beziehungsweise gesamtwirtschaftliche Effekte, etwa Auswirkungen auf die Netzentgelte²⁰ oder der gesellschaftliche Nutzen einer flächendeckenderen Digitalisierung sind nicht Gegenstand dieser Studie.

Für den Gesamtvergleich sind aufgrund unterschiedlicher Nutzungsdauern der eingesetzten Geräte alle Positionen als Kosten (netto) pro Zählpunkt und Jahr ausgewiesen. Einmalige Kosten (Gerätetechnik, Montage, Ertüchtigung) werden linear über die Nutzungsdauer verteilt (iMSys 8, SML 12, mME 16 Jahre).

TABELLE 4: JÄHRLICHE KOSTEN (NETTO) NACH KOSTENBLÖCKEN (€ JE ZÄHLPUNKT UND JAHR)

Kostenblock	iMSys 1:1	iMSys Ø 1:n	mME	SML Minimum	SML Maximum
Gerätetechnik (annualisiert)	27,5	21,1	2,5	4,4	5,8
Montage und Logistik (annualisiert)	14,4	11,5	3,1	4,6	6,7
Kommunikation (laufend + anteilige Infrastruktur)	3,9	3,9	-	0,3	8
Administration und Messdaten	15,0	12,5	4,0	2,5	6,5
Kernkosten pro Jahr	60,7	49,0	9,6	11,8	27,0
Störungsmanagement / Klärfälle	4,0	3,4	1,3	1,0	1,5
Komplexitätszuschlag Parallelbetrieb				1,8	3,8
Initiale IT- und Organisationsertüchtigung SML				0,4	1,1
Gemeinsame MSB-Sockelkosten	40,0	36,0	4,5	36,0	40,0
Jährliche Gesamtkosten (gMSB)	104,7	88,4	15,4	51,0	73,4

Im Referenzfall liegen die annualisierten Gesamtkosten des SML mit rund 51 bis 73 Euro je Zählpunkt und Jahr zwischen mME und iMSys. Gegenüber einem iMSys ergeben sich im Modell je nach SML-Szenario und iMSys-Architektur Kostenvorteile von rund 15 bis 54 Euro je Zählpunkt und Jahr. Gegenüber der mME stehen Mehrkosten von rund 36 bis 58 Euro zusätzlichen Funktionalitäten wie der automatisierten Übertragung von Viertelstundenwerten gegenüber.

Darüber hinaus beziehen sich die Werte auf einen durchschnittlichen grundzuständigen Messstellenbetreiber. Für ein schlankeres Betriebsmodell, wie es wettbewerbliche Messstellenbetreiber aufweisen, liegen die Kosten aller Varianten um rund 11 bis 16 % niedriger (vgl. I.2 Einfluss des MSB-Betriebsmodells auf Kosten).

4.4 Einordnung der Ergebnisse

Der indikative Kostenvergleich zeigt, dass sich der Smart Meter Light im modellierten Regelbetrieb zwischen der modernen Messeinrichtung und dem intelligenten Messsystem positioniert. Gegenüber dem iMSys ergeben sich niedrigere Kosten insbesondere durch den Verzicht auf ein Smart-Meter-Gateway und die damit verbundene Gateway-Administration sowie durch vereinfachte Inbetriebnahme- und

²⁰ Bspw. aufgrund Bilanzierung und etwaiger Mehr-/Minderenergiemengenbeschaffung.

Betriebsprozesse. Auch bei gemeinsamer Nutzung eines Smart-Meter-Gateways im 1:n-Betrieb bleibt im Modell ein Kostenvorteil für den Smart Meter Light erkennbar.

Gegenüber der modernen Messeinrichtung fallen hingegen höhere Kosten für die zusätzliche Kommunikations- und Sicherheitstechnik, den Betrieb der Kommunikationsverbindung, die Verarbeitung der Viertelstundenwerte sowie Backendprozesse an. Demgegenüber stehen die individuellen und volkswirtschaftlichen Vorteile eines SMLs wie beispielsweise die (im Vergleich zu einem iMSys kostengünstige) Ermöglichung von dynamischen Tarifen und damit verbunden Einsparungen in Strombeschaffung und -allokation.

Die Ergebnisse beschreiben indikative Kosten, welche teilweise auf Marktinformationen und teilweise auf Annahmen zur künftigen Geräte- und Systemausgestaltung beruhen. Die ausgewiesenen Werte stellen daher weder vollständige unternehmensindividuelle Einführungskosten noch nachgewiesene Marktpreise oder mögliche Kundenentgelte dar.

5. Umsetzungspfad zur Markteinführung

5.1 Voraussetzungen für Markteinführung und Skalierung

Zwischen technischer Machbarkeit, Markteinführungsfähigkeit und Rolloutfähigkeit ist zu unterscheiden. Die Verfügbarkeit geeigneter Zähler-, Kommunikations- und Backendkomponenten belegt zunächst nur, dass ein Smart Meter Light technisch entwickelt werden kann. Markteinführungsfähig ist die Lösung erst dann, wenn die gesamte Leistungskette vom Geräteeinbau über Messwertbildung und Datenübertragung bis zu Abrechnung und Marktkommunikation standardisiert, interoperabel und unter realen Betriebsbedingungen nachgewiesen ist.

Aus der vorliegenden Untersuchung ergeben sich hierfür vier Voraussetzungen, die spezifisch für den Smart Meter Light sind:

1. **Verbindliches Produkt- und Schnittstellenprofil:** Anwendungsbereich, Viertelstundenwertbildung, Zeitbezug im Zähler, Umgang mit fehlenden Werten, Geräteidentität, Datensicherheit und Aufrüstbarkeit zum iMSys sind spezifiziert. Die Zuständigkeit für Pflege und Weiterentwicklung des Profils ist geklärt.
2. **Angemessener Konformitätsnachweis:** Das messrechtliche Nachweis- und Konformitätsverfahren steht fest und entspricht dem gegenüber dem iMSys reduzierten Funktions- und Risikoprofil, ohne die erforderliche Messwertqualität und Cybersicherheit zu unterminieren.
3. **Nachgewiesene Kommunikations- und Datenqualität:** Die zuverlässige Übertragung abrechnungs- und bilanzierungsfähiger Viertelstundenwerte ist unter repräsentativen Einbaubedingungen belegt – hinsichtlich Erreichbarkeit, Datenvollständigkeit und Zeitqualität. Wie Übertragungslücken erkannt und durch Nachlieferung oder regelkonforme Ersatzwertbildung behandelt werden, ist verbindlich festgelegt.
4. **Durchgängige IT- und Prozessintegration:** Gerätemanagement, Datenübertragung, Messdatenverarbeitung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung, Abrechnung sowie Marktkommunikation funktionieren für den Smart Meter Light als integrierte Prozesskette. Dies umfasst auch ein später mögliches Upgrade vom Smart Meter Light zum iMSys.

Nach heutigem Stand sind wesentliche technische Bausteine verfügbar, die Voraussetzungen für eine unmittelbare breite Markteinführung jedoch noch nicht vollständig erfüllt. Bei einer frühzeitigen Festlegung des Produktprofils und einer parallelen Entwicklung von Gerätetechnik, Backend und Marktkommunikation erscheint ein erster Markteintritt innerhalb des in Abschnitt 5.2 dargestellten Umsetzungskorridors grundsätzlich plausibel. Eine belastbare Terminprognose kann daraus noch nicht abgeleitet werden.

5.2 Phasenmodell, zeitlicher Umsetzungskorridor und kritische Voraussetzungen

Die bisherigen Analysen zeigen, dass wesentliche Geräte- und Kommunikationstechnologien für die Einführung des Smart Meter Light bereits verfügbar sind. Für eine Markteinführung müssen jedoch Gerätespezifikation, Mess- und Sicherheitsanforderungen, Marktkommunikation sowie IT- und Prozessintegration parallel entwickelt und anschließend gemeinsam im Feld nachgewiesen werden.

Der Umsetzungspfad kann auf zwei Ebenen verlaufen. Zunächst werden auf Branchenebene die Standards für Geräte, IT-Systeme und Schnittstellen erarbeitet und in einem Branchepiloten erprobt. Bei parallel geführten Arbeitssträngen erscheint hierfür ein Zeitraum von rund 24 Monaten ab einer Grundsatzentscheidung plausibel. Erst auf dieser Grundlage können Messstellenbetreiber ihre Systeme und Prozesse ertüchtigen und den Rollout beginnen. Der Zeitraum ist als Planungskorridor und nicht als

belastbare Terminprognose zu verstehen. Vorbedingung ist jedoch die Einordnung des Smart Meter Light und Klärung der Zuständigkeiten für Standardisierung und Nachweisverfahren durch die Gesetzgeberin.

TABELLE 5: INDIKATIVE SML-UMSETZUNGSROADMAP

Phase	Zeitraum*	Zentrale Ergebnisse
Ebene A – Branchenstandard und Branchepilot		
A1. Anforderungsrahmen	ca. 0–6 Monate	Anwendungsfall; Anforderungen an Messwertbildung und Zeitbezug; Sicherheitsdesign; Kommunikationsprofil; Anforderungen an die Aufrüstbarkeit zum iMSys; Grundsätze der Abbildung in der Marktkommunikation
A2. Standards und Spezifikationen	ca. 3–12 Monate	Herstellerübergreifendes Produktprofil (Lastenheft); Schnittstellen- und Datenformatspezifikation zum Backend; Datenobjekte und ggf. Prozessregeln der Marktkommunikation; festgelegtes Nachweisverfahren; erste Prototypen und Labortests
A3. Branchepilot	ca. 9–18 Monate	Ende-zu-Ende-Test mit Geräten mehrerer Hersteller und unterschiedlichen Kommunikationswegen bis zu Abrechnung und Marktkommunikation; Nachweis von Erreichbarkeit, Vollständigkeit und Zeitqualität; Erprobung des Upgrades zum iMSys
A4. Nachweis und Serienreife	ca. 15–24 Monate	Konformitätsbewertung; Produktionsfreigabe mehrerer Hersteller; Anpassung der Standards aus den Pilotergebnissen; Formate der Marktkommunikation zum nächsten regulären Formatwechsel verfügbar
Ebene B – Einführung beim Messstellenbetreiber		
B1. Ertüchtigung und Beschaffung	ab ca. Monat 18–24, unternehmensindividuell	Anpassung von Messdaten-Management, Geräte- und Kommunikationsverwaltung, ERP und Marktkommunikation; Beschaffung; Schulung des Montagepersonals
B2. Rolloutbeginn und Hochlauf	im Anschluss, unternehmensindividuell	Einbau, vorzugsweise im ohnehin anstehenden Turnuswechsel; Regelbetrieb

**Monate ab Grundsatzentscheidung; Planungskorridor, keine Terminprognose.*

Neben der technischen Produktentwicklung beeinflusst insbesondere der Umfang der erforderlichen Nachweis- und Konformitätsverfahren die Dauer bis zur Markteinführung. Das FfE-Whitepaper „Zukunftspfad Smart Metering“²¹ schlägt für eine zeitnahe Markteinführung vor, bei einem gegenüber dem iMSys reduzierten Funktions- und Risikoprofil zu prüfen, ob verbindliche technische Mindestanforderungen und rechtsverbindliche Hersteller-Konformitätserklärungen – wie bei anderen CE-Produkten – anstelle eines Zertifizierungsverfahrens analog zum iMSys ausreichen können. Für die vorliegende technische Machbarkeitsstudie wird hierzu keine regulatorische Empfehlung ausgesprochen; entscheidend ist vielmehr, dass das Nachweisverfahren frühzeitig definiert und auf den tatsächlichen Funktionsumfang des Smart Meter Light zugeschnitten wird.

²¹ Vgl. FfE (2026), S. 40.

Exkurs: Europäischer Rahmen

Die Europäische Kommission hat am 17. Juli 2026 vorgeschlagen, die Verordnung (EU) 2019/943 um verbindliche Ausstattungsziele für Smart Meter zu ergänzen: mindestens 50 % der Letztverbraucher bis Ende 2030 und mindestens 75 % bis Ende 2033. Mitgliedstaaten, deren Ausstattungsquote beim Inkrafttreten unter 30 % liegt, sollen ein Jahr mehr Zeit erhalten. Deutschland läge nach heutigem Stand deutlich unter dieser Schwelle. Der Vorschlag befindet sich im Gesetzgebungsverfahren und kann sich noch ändern. Würde er im Wesentlichen so angenommen, fiel der in dieser Studie skizzierte Umsetzungskorridor von rund 24 Monaten zeitlich mit dem Hochlauf auf die europäischen Zielmarken zusammen.

Ob ein Smart Meter Light auf solche Ziele angerechnet werden könnte, ist offen. Dafür müsste er als Smart Meter im Sinne des europäischen Rechts gelten und die funktionalen Anforderungen des Art. 20 der Richtlinie (EU) 2019/944 erfüllen. Dazu zählen unter anderem die Bereitstellung von Verbrauchsdaten für Kunden über eine standardisierte Schnittstelle, Cybersicherheit und Datenschutz sowie die Messung und Abrechnung in der zeitlichen Auflösung der Bilanzierungsperiode.

6. Gesamtbewertung und Schlussfolgerungen

Die Untersuchung identifiziert keine grundlegenden technischen oder prozessualen Hindernisse, die einen Smart Meter Light prinzipiell ausschließen. Die Machbarkeit ist jedoch an klare Voraussetzungen gebunden: eine verbindliche Spezifikation, ein dem Risikoprofil angemessenes Nachweisverfahren, der Feldnachweis der Kommunikations- und Messwertqualität sowie eine durchgängige Integration in die IT- und Prozesslandschaft der Messstellenbetreiber.

Im modellierten Kostenszenario liegt der SML mit rund 51 bis 73 Euro je Zählpunkt und Jahr deutlich unter dem iMSys mit rund 88 bis 105 Euro, aber oberhalb der mME mit rund 15 Euro. Der SML könnte als freiwillige zusätzliche Handlungsoption für Messstellenbetreiber ausgestaltet werden, da er eine günstigere Alternative für optionale Anwendungsfälle sein kann, in denen Viertelstundenwerte benötigt werden, die volle Funktionalität des iMSys jedoch nicht erforderlich ist. So können Messstellenbetreiber anhand ihrer Kostenstrukturen, technischen Voraussetzungen und regionalen Einbaubedingungen entscheiden, ob und in welchem Umfang sie den SML einsetzen. Ebenso bleibt es ihnen unbenommen, ihre bestehende Rolloutstrategie mit mME und iMSys fortzuführen.

TABELLE 6: ZUSAMMENFASSENDE BEWERTUNG

Dimension	Vorläufige Bewertung	Kernbefund
Gerätetechnik & Produktentwicklung	grundsätzlich machbar	Geeignete Basiszähler, Kommunikationsmodule und modulare Gerätearchitekturen existieren. Offen ist vor allem ein einheitliches Produktprofil einschließlich Zeitbasis, Sicherheit und Upgrade-Schnittstelle.
Datenübertragung	machbar mit standortabhängigem Technologiemix	Mobilfunk kann eine Lösung darstellen, wird jedoch nicht jeden Einbauort zuverlässig erreichen. LTE-M/NB-IoT, LPWAN (bspw. mioty), PLC oder vorhandene Netze können je nach Netzgebiet vorteilhaft eingesetzt werden. Entscheidend sind funktionale Mindestanforderungen statt einer vorgeschriebenen Funktechnologie.
IT- & Prozessintegration	machbar, Integrationsaufwand MSB-abhängig	Ein großer Teil der bestehenden Geräte-, Abrechnungs- und Marktprozesse kann weitergenutzt werden. Anpassungen entstehen insbesondere beim Dateneingang, Geräte-/Kommunikationsmanagement und der standardisierten MaKo-Abbildung.
Kosten	Kostenvorteil plausibel, Validierung erforderlich	Die modellierte Berechnung zeigt sowohl gegenüber iMSys 1:1 als auch 1:n einen Kostenvorteil. Abhängig von der technischen Ausgestaltung könnten die Kostenvorteile steigen oder sinken.
Messwertqualität / Eichrecht	kritische Umsetzungsvoraussetzung	Die Bildung und Übertragung von Viertelstundenwerten ist technisch plausibel. Für eine Markteinführung müssen Zeitbezug, zulässige Ersatzwertbildung, Datenintegrität und Konformitätsbewertung verbindlich spezifiziert

7. Quellenverzeichnis

Gesetzliche, regulatorische und technische Grundlagen

- BDEW/edi@energy: UTILMD-Anwendungshandbuch Strom, konsolidierte Lesefassung mit Fehlerkorrekturen, Stand 29.06.2026.
- Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI): Technische Richtlinie BSI TR-03109-1 – Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems, Version 2.0 vom 13.12.2024. Version 1.1 bleibt übergangsweise bis 31.12.2027 gültig.
- Bundesnetzagentur, Beschlusskammern 6 und 7: Mitteilung Nr. 57 zu den Datenformaten zur Abwicklung der Marktkommunikation, 31.07.2026; insbesondere UTILMD AHB Strom Version 2.3, UTILMD MIG Strom Version 2.3 sowie EBD und Codelisten 4.4.
- Bundesrepublik Deutschland: Messstellenbetriebsgesetz (MsbG), jeweils geltende Fassung, insbesondere §§ 29–32 und § 45.
- Bundesrepublik Deutschland: Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), jeweils geltende Fassung, insbesondere § 14a.
- Bundesrepublik Deutschland: Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), jeweils geltende Fassung, insbesondere § 9.
- Europäische Kommission: Proposal for a Regulation amending Regulation (EU) 2019/943, as regards future-proofing electricity bills in the Union, COM(2026) 600 final vom 17.07.2026, 2026/0203(COD); ergänzend: Commission Staff Working Document, SWD(2026) 600 final.
- Europäische Union: Richtlinie 2014/32/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Februar 2014 zur Harmonisierung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über die Bereitstellung von Messgeräten auf dem Markt (Messgeräte-Richtlinie – MID), insbesondere Anhang I und Anhang V (MI-003). <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2014/32/oj>.
- Europäische Union: Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, insbesondere Art. 19 und 20. <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj>.
- Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB): Anforderungen an elektronische und softwaregesteuerte Messgeräte und Zusatzeinrichtungen für Elektrizität, Gas, Wasser und Wärme, PTB-A 50.7, April 2002.
- Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB), Arbeitsgruppe 8.51 „Metrologische Software“: Zeitführung für Messgeräte, Zeitserver und Zeitserverinfrastrukturen, Merkblatt PTB-8.51-MB09-ZS-DE-V09, Stand: 02.12.2025.
- Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB): PTB-Anforderungen PTB-A 50.8 „Smart Meter Gateway“, Ausgabe Dezember 2014, DOI 10.7795/510.20150728C.

Studien, Statistiken und Marktdaten

- Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6, Festlegungsverfahren BK6-24-210, Gesamtliste der Stellungnahmen zum Eckpunktepapier (Februar 2025), https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2024/BK6-24-210/Eckpunktepapier_Feb2025/Stn/BK6-24-210_Gesamtliste_Stn.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- Bundesnetzagentur: Roll-out intelligenter Messsysteme – Ergebnisse der Datenauswertung H1 / 2026, Stichtag 30. Juni 2026; <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NetzzugangMesswesen/Mess-undZaehlwesen/iMSys/start.html>.
- Bundesnetzagentur: Mobilfunk-Monitoring, Stand Januar 2025 bzw. jeweils aktueller Datenstand.

- Ernst & Young / BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung: Voruntersuchung zu den Analysen und Berichten des BMWK nach § 48 MsbG – Analyse von Rechtsrahmen, Digitalisierung, Nachhaltigkeit und Kosten, im Auftrag des BMWK, 2024.
- FfE (2026): Zukunftspfad Smart Metering – Maßnahmen zur Beschleunigung des Ausbaus der digitalen Messinfrastruktur in Deutschland, veröffentlicht am 01.09.2026, DOI: 10.34805/ffe-24-26.
- imovis (2025): „Kommunikationsstabilität als Schlüsselfaktor: Wenn LTE an Grenzen stößt“, 23.07.2025; <https://imovis.de/insights/kommunikationsstabilitaet-als-schluesselfaktor-wenn-lte-an-grenzen-stoesst>.
- mioty alliance e. V. (2026): Smart Meter Light – Pragmatische Wege zur flächendeckenden Digitalisierung von Nicht-Pflichteinbaufällen nach MsbG durch OMS-Standards, Positionspapier, 14.08.2026.
- Simplify Smart Metering (2024): Ein Positionspapier zur Beschleunigung der Digitalisierung der Energiewende, Autoren: Marcel Linnemann, Andreas Fabri, Gerhard Radtke und Felix Zösch.
- Smart-Meter-Initiative: Konzeptpapier Smart Meter Light, Juli 2026.
- WIK (2019): Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste et al.: Digitalisierung der Energiewende – Tophema 3: TK-Netzinfrastruktur und TK-Regulierung, Gutachten im Auftrag des BMWi.

Technische Produkt- und Praxisreferenzen

- eBZ GmbH: YD3 – Produkt-/Datenblatt, insbesondere integrierbare mioty-Kommunikation und Aufrüstbarkeit zum iMSys.
- DZG Metering GmbH: DVS76 – Datenblatt sowie DVS76/DWS76 – Handbuch, insbesondere modulare Kommunikationsschnittstellen.
- Fluvius: Belgische nutsbedrijven werken samen voor aankoop nieuwe types digitale meters en uitleessystemen, 27.07.2021; <https://pers.fluvius.be/belgische-nutsbedrijven-werken-samen-voor-aankoop-nieuwe-types-digitale-meters-en-uitleessystemen>.
- Landis+Gyr: Landis+Gyr Wins Tender Award by Belgian Fluvius to Supply Smart Meters and Related Services, 27.07.2021; <https://www.landisgyr.com/apac/en/home/news-media/newsroom/2021/Landis-Gyr-Wins-Tender-Award-by-Belgian-Fluvius-to-Supply-Smart-Meters-and-Related-Services>.
- Octopus Energy: Meet VWAN, Praxisreferenz zum Virtual-WAN-Konzept, 24. Juli 2026; <https://octopus.energy/blog/meet-vwan/>.

Fachgespräche

- Anonymisierte Fachgespräche mit Beratungshäusern, Messstellenbetreibern, Geräteherstellern, IT-Dienstleistern, Zählermontage-Unternehmen, Meter Asset Providern und Marktteilnehmern, Juli–September 2026.

8. Glossar und Abkürzungsverzeichnis

BEGRIFF	BEDEUTUNG / ERLÄUTERUNG
API	Application Programming Interface; technische Schnittstelle zwischen IT-Systemen
ASS	Auftragssteuerungssystem; System zur Planung und Steuerung operativer Aufträge
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
CLS	Controllable Local System; über das iMSys angebundene steuerbare Anlage bzw. entsprechende Kommunikationsfunktion
CRA	Cyber Resilience Act; europäische Vorgaben zur Cybersicherheit digitaler Produkte
CRM	Customer Relationship Management; IT-System für Kunden- und Kontaktmanagement
Datendrehscheibe (Data Hub)	Plattform, die Messwerte aus unterschiedlichen Kommunikationswegen annimmt, in ein einheitliches Format überführt und an nachgelagerte Systeme wie Messdatenmanagement oder ERP weitergibt
DV	Direktvermarkter
EBD	Entscheidungsbaumdigramm; Bestandteil energiewirtschaftlicher Prozess- und Formatvorgaben
EDIFACT	Standardisiertes elektronisches Nachrichtenformat, das in der energiewirtschaftlichen Marktkommunikation eingesetzt wird
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EMS	Energie-Management-System
EMT	Externer Marktteilnehmer im Kontext der Smart-Meter-Gateway-Kommunikation
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ERP	Enterprise Resource Planning; zentrales kaufmännisches Unternehmens- bzw. Abrechnungssystem
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE
GM	Gerätemanagement; Verwaltung von Zählern, Messsystemen und Kommunikationseinrichtungen
gMSB	Grundzuständiger Messstellenbetreiber
GWA	Gateway-Administration; technische Administration von Smart-Meter-Gateways
HAN	Home Area Network; lokale Schnittstelle des Smart-Meter-Gateways zum Kundenbereich
iMSys	Intelligentes Messsystem; Kombination aus moderner Messeinrichtung/ Basiszähler und Smart-Meter-Gateway
IoT	Internet of Things; Vernetzung physischer Geräte über Kommunikationsnetze

kME / kZ	Konventionelle Messeinrichtung bzw. konventioneller Zähler ohne digitale Fernkommunikation
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LIEF	Lieferant
LMN	Local Metrological Network; lokale messtechnische Schnittstelle zwischen Zähler und Smart-Meter-Gateway
LoRaWAN	Long Range Wide Area Network; energiesparende Funktechnologie für geringe Datenmengen über größere Distanzen
LPWAN	Low Power Wide Area Network; Oberbegriff für weitreichende, energiearme Funknetze
LTE	Mobilfunkstandard Long Term Evolution (4G)
LTE-M	Mobilfunktechnologie für IoT-/M2M-Anwendungen auf Basis von LTE
M2M	Machine-to-Machine; automatisierte Kommunikation zwischen technischen Geräten
MaKo	Marktkommunikation; standardisierter Datenaustausch zwischen energiewirtschaftlichen Marktpartnern
MDM	Messdatenmanagement / Meter Data Management; Verarbeitung, Plausibilisierung und Bereitstellung von Messwerten
MeDa-Zähler	Eine erweiterte moderne Messeinrichtung (mME), die zusätzlich mit einem integrierten Funkmodul zur Fernauslesung ausgestattet war - in UTILMD immer noch vorhandene mME-Unterart (Code Z05)
MID	Measuring Instruments Directive; europäische Messgeräte-richtlinie
mioty	LPWAN-Funktechnologie für energiearme und robuste Datenübertragung großer Gerätebestände
mME	Moderne Messeinrichtung; digitaler Stromzähler ohne reguläre eigene WAN-Fernkommunikation
MSB	Messstellenbetreiber
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
NB-IoT	Narrowband Internet of Things; mobilfunkbasierte Kommunikationstechnologie für IoT-Anwendungen mit geringen Datenmengen
NNE	Netznutzungsentgelte
OMS	Open Metering System; herstellerübergreifende Spezifikation für Kommunikation, Datenformate und Sicherheit von Verbrauchszählern (Strom, Gas, Wasser, Wärme)
PLC	Power Line Communication; Datenübertragung über vorhandene Stromleitungen
PTB	Physikalisch-Technische Bundesanstalt
RTC	Real-Time Clock; Echtzeituhr zur zeitlichen Zuordnung von Messwerten
SilKe	Sichere Lieferkette für Komponenten des intelligenten Messsystems
SML	Smart Meter Light; in dieser Studie untersuchtes Gerätekonzept für optionale Einbaufälle

SM-PKI	Smart Metering Public Key Infrastructure; Zertifikats- und Vertrauensinfrastruktur des intelligenten Messsystems
SMGW	Smart-Meter-Gateway; Kommunikations- und Sicherheitskomponente eines intelligenten Messsystems
TAF	Tarifanwendungsfall des intelligenten Messsystems
TAF7	Tarifanwendungsfall „Zählerstandsgangmessung“; Referenz für Viertelstundenwerte im Untersuchungsrahmen
TLS	Transport Layer Security; Protokoll zur verschlüsselten Datenübertragung
UTILMD	Standardisiertes EDIFACT-Nachrichtenformat zur Übermittlung energiewirtschaftlicher Stammdaten
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
VNB	Verteilnetzbetreiber
VWAN	Virtual WAN; über eine lokale zusätzliche Einheit und einen vorhandenen Breitbandanschluss realisierter alternativer Kommunikationsweg
WAN	Wide Area Network; Kommunikationsverbindung zwischen Messsystem im Feld und Backend
WFM	Workforce Management; Planung und Steuerung von Montage- und Serviceeinsätzen
WiM	Wechselprozesse im Messwesen
wMSB	Wettbewerblicher Messstellenbetreiber
ZP	Zählpunkt

I. Appendix

I.1 Modellprämissen Kostenvergleich

I.1.1 Grundlage und Belastbarkeit der Kostenansätze

Thema	Ansatz im Modell
Bezugsgröße	Referenz Grundzuständiger Messstellenbetreiber mit 100.000 Zählpunkten; Kosten je Zählpunkt und Jahr
Preisbasis	Preisstand 2026, netto, nominal
Annualisierung	Linear über die Nutzungsdauer; keine Verzinsung, Inflation oder Restwerte
Nutzungsdauer	iMSys 8 Jahre, SML 12 Jahre, mME 16 Jahre
1:n-Faktor für iMSys	Durchschnittlich 1,4 Zählpunkte je Gateway (Modellannahme)
Kernkosten und Sockelkosten	Technologiespezifische Kernkosten getrennt von gemeinsamen MSB-Sockelkosten (Abrechnung, ERP, Marktkommunikation, Kundenservice)

TABELLE A 1: MODELLPRÄMISSEN UND ABGRENZUNGEN

Kostenblock	Grundlage	Belastbarkeit
Gerätetechnik	Marktinformationen; anonymisierte Hersteller- und Projektgespräche	iMSys/mME hoch, SML mittel
Montage und Logistik	Aktuelle Montageangebote, Benchmarks, Erfahrungswerte	hoch
Kommunikation	Mobilfunk: aktuelle Marktwerte; LPWAN: Modellrechnung auf Basis von Herstellerangaben	Mobilfunk hoch, LPWAN mittel
Administration und Messdaten	iMSys/mME: Benchmarks; SML: Arbeitsannahme	iMSys/mME hoch, SML mittel
SML-IT- und Organisationsertüchtigung	Abschätzung für den Referenz-MSB: 250–650 T€ Setupkosten bei 50.000 SML auf zwölf Jahre verteilt	mittel
Komplexitätszuschlag Parallelbetrieb	Modellierter Grundaufwand von 0,5–1,0 MAK, variabler Aufschlag von 25–50 % auf betroffene Funktionen sowie zusätzliche Klärfälle; größenabhängige Umlegung	mittel
Störungen und Klärfälle	Arbeitsannahme auf Basis von Betriebserfahrungen	iMSys/mME mittel, SML mittel
Sockelkosten	Benchmarks verschiedener Messstellenbetreiber	mittel

TABELLE A 2: GRUNDLAGE UND BELASTBARKEIT JE KOSTENBLOCK

	iMSys 1:1	iMSys Ø 1:n	mME	SML Min.	SML Max.
Einmalig, € je Zählpunkt	220	169	40	52,5	70
Nutzungsdauer (Modellannahme), Jahre	8	8	16	12	12
Jahreswert, € je Zählpunkt und Jahr	27,5	21,1	2,5	4,4	5,8

TABELLE A 3: GERÄTETECHNIK – MODELLWERTE VOR UND NACH ANNUALISIERUNG

I.1.2 Kalibrierung der Sockelkosten

Die modellierten Sockelkosten basieren auf Benchmarks und Marktinformationen und wurden darüber hinaus am veröffentlichten Kostenniveau des Gutachtens von EY/BET kalibriert. Dieses weist für seine effizienzorientierten Szenarien Vollkosten von 96 € bzw. 80 € je iMSys und Jahr aus, bei durchschnittlich 1,4 bzw. 2,2 Zählpunkten je Smart-Meter-Gateway und einschließlich indirekter Kosten sowie eines pauschalen Overheads auf Installations- und Prozessaufwendungen. Werden von diesen Vollkosten die im vorliegenden Modell separat abgebildeten Kosten für Gerätetechnik, Montage, Kommunikation, Administration, Messdaten und Störungen bei gleichem Kopplungsgrad abgezogen, verbleibt ein Restkostenblock von rund 39 bis 44 € je Zählpunkt und Jahr. Die im Modell angesetzten Sockelkosten von 36 bis 40 € liegen am unteren Rand dieser Bandbreite. Das Kostenmodell bildet damit für das iMSys ein Gesamtkostenniveau ab, das mit dem veröffentlichten Referenzwert konsistent ist. Für den Smart Meter Light wird dasselbe Sockelkostenniveau angesetzt; diese Übertragung ist eine vereinfachende Annahme.

Quelle: EY/BET: Voruntersuchung zu den Analysen und Berichten des BMWK nach § 48 MsbG, 2024, S. 69f, Szenarien „Pflicht 2b“ und „Optimiert 2b“, jeweils 25%-Quantil mit Gateway-Administration durch Dienstleister.

I.2 Einfluss des MSB-Betriebsmodells auf Kosten

Die Kostenwerte in Kapitel 4 beziehen sich auf einen durchschnittlichen grundzuständigen Messstellenbetreiber. Auf Basis von Vergleichsrechnungen kann für wettbewerbliche Messstellenbetreiber in Bezug auf kaufmännische und technisch-operative Kosten vereinfachend ein konservativer Effizienzfaktor von 0,8 als vereinfachende Sensitivität abgeleitet werden.

Der Faktor wird auf die Kostenblöcke angewendet, die vom Betriebsmodell abhängen: Administration und Messdaten, Störungen und Klärfälle, Parallelbetrieb, IT- und Organisationsertüchtigung sowie gemeinsame Sockelkosten. Gerätetechnik, Montage und Kommunikation beruhen auf Markt- und Angebotspreisen und bleiben unverändert.

Im schlanken Betriebsmodell sinken die Kosten aller Varianten um rund 11 bis 16 %. Der SML profitiert relativ etwas stärker, da betriebsmodellabhängige Kosten bei ihm einen größeren Anteil ausmachen. Die Rangfolge der Varianten ändert sich nicht.

Kostenblock	iMSys 1:1	iMSys Ø 1:n	mME	SML Minimum	SML Maximum
Gerätetechnik (annualisiert)	27,5	21,1	2,5	4,4	5,8
Montage und Logistik (annualisiert)	14,4	11,5	3,1	4,6	6,7
Kommunikation (laufend + anteilige Infrastruktur)	3,9	3,9	–	0,3	8,0
Administration und Messdaten ¹	12,0	10,0	3,2	2,0	5,2
Kernkosten pro Jahr	57,7	46,5	8,8	11,3	25,7
Störungsmanagement / Klärfälle ¹	3,2	2,7	1,0	0,8	1,2
Komplexitätszuschlag Parallelbetrieb ¹	–	–	–	1,5	3,0
Initiale IT- und Organisationsertüchtigung SML ¹	–	–	–	0,3	0,9
Gemeinsame MSB-Sockelkosten ¹	32,0	28,8	3,6	28,8	32,0
Jährliche Gesamtkosten (wMSB)	92,9	78,0	13,4	42,7	62,8
<i>Zum Vergleich: gMSB (Tabelle 4)</i>	<i>104,7</i>	<i>88,4</i>	<i>15,4</i>	<i>51</i>	<i>73,4</i>

TABELLE A 4: JÄHRLICHE KOSTEN (NETTO) BEI WMSB-BETRIEBSMODELL (€ JE ZÄHLPUNKT UND JAHR)

¹ Effizienzfaktor 0,8 angewendet. Rundungsdifferenzen möglich.